

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**  
**SEDE QUITO**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS**

**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE**  
**INGENIERO ELÉCTRICO**

**EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ANÁLISIS**  
**TÉCNICOS EXISTENTES EN EL SECTOR**  
**ELÉCTRICO DEL DISTRIBUCIÓN.**

**AUTORES: DARIO JAVIER MONTAGUANO CARGUA**  
**DANILO FABIAN PAZMIÑO GRANDA**

**DIRECTOR: ING. FAUSTO MENDEZ**

**Quito, octubre 2011**

**Ing.. Fausto Mendez**

**CERTIFICA:**

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe de la monografía realizada por los Sres: Dario Javier Montaguano Cargua y Danilo Fabián Pazmiño Granda, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico.

Por el cumplimiento de los requisitos solicitados autoriza su presentación.

Quito, 07 de octubre de 2011

---

**ING. FAUSTO MENDEZ**  
**DIRECTOR**

## DECLARACIÓN

Nosotros, Dario Javier Montaguano Cargua y Danilo Fabián Pazmiño Granda, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en el documento.

Los conceptos desarrollados, análisis de resultados, y las conclusiones del presente trabajo, son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Quito, 07 de octubre de 2011

(f) \_\_\_\_\_

Dario Javier Montaguano Cargua

(f) \_\_\_\_\_

Danilo Fabian Pazmiño Granda

## ***AGRADECIMIENTO***

*Nuestros más sinceros agradecimientos van dirigidos a todo el personal docente y administrativo de esta prestigiosa universidad que supieron brindarnos una mano cuando más hacía falta, aquellos ingenieros que en su calidad de docentes supieron impartir de forma precisa y oportuna sus conocimientos para nuestra formación profesional. A nuestro director de Tesis por su confianza y apoyo para el desarrollo de este trabajo. Al ingeniero Esteban Inga que en su calidad de Director de Carrera depositó en nosotros su confianza para concluir con nuestra formación. Al ingeniero Rodrigo Quintanilla digno funcionario del CONELEC que de forma desinteresada supo guiarnos y brindarnos su apoyo con la información precisa para nuestro estudio. Así como a todas aquellas personas que de una u otra manera aportaron con su amistad y confianza.*

*Gracias*

*Los Autores*

## DEDICATORIAS

*Agradezco y dedico la culminación de este proyecto de Tesis así como la finalización de mi carrera a Dios y a la Virgen María porque siempre los he sentido muy cerca de mí aun cuando yo me he alejado tanto de ellos. A mis padres por su apoyo incondicional en cada momento de mi vida para llegar a ser un buen profesional y una excelente persona. A mi esposa Paulina por ser la compañera que con su amor, cariño y comprensión me enseñó que todo es posible si estamos juntos. A mis hijos Byron y Damían por ser la razón de mi vida y de todo mi esfuerzo. A mis amigos Christian, Franklin, José, Carlos, Renato, entre otros por brindarme la mano para seguir adelante con todos mis proyectos.*

*Darío Javier Montaguano Cargua*

## DEDICATORIAS.

### *A Dios.*

*Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.*

### *A mi madre.*

*Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.*

### *A mi padre.*

*Por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y que me ha infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante y por su amor.*

### *A mis familiares.*

*A mi hermana Yasmín por apoyarme incondicionalmente en momentos difíciles y cruciales de mi vida; a mi novia Gissela quien siempre supo comprender y apoyar sin más interés que el que salga adelante.*

*¡Gracias a ustedes!*

### *A mis amigos.*

*Que nos apoyamos mutuamente en nuestra formación profesional y que hasta ahora, seguimos siendo amigos: Isabell Palacios, Darío Montaguano, Edwin Villaruel.*

*A la Universidad Politécnica Salesiana y en especial a la Facultad de*

*Ingenierías Carrera de Ingeniería Eléctrica por permitirme  
ser parte de una generación de triunfadores y gente  
productiva para el país.*

*Danielo Fabián Pazmiño Granda.*

## ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN .....	16
<b>CAPÍTULO 1</b> .....	18
1.1 MARCO TEÓRICO .....	18
1.2 REGULACIÓN No. CONELEC — 004/01.....	19
“CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN” .....	19
1.2.1 ASPECTOS RELEVANTES.....	20
1.2.2 CALIDAD DEL PRODUCTO .....	23
1.2.2.1 NIVEL DE VOLTAJE.....	23
1.2.2.2 PERTURBACIONES .....	25
1.2.2.3 FACTOR DE POTENCIA.....	28
1.2.3 CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO.....	28
1.2.3.1 CONTROL.....	28
1.2.3.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES.- .....	29
1.2.3.3 REGISTRO Y CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES.-..	29
1.2.3.4 INTERRUPCIONES A SER CONSIDERADAS.- .....	29
1.2.4 CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL.....	36
1.3 REGULACIÓN No. CONELEC — 003/08.....	38
“CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD Y DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN Y CONEXIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO” .....	38
1.3.1 ASPECTOS DE CALIDAD CONSIDERADOS .....	38
1.3.1.1 OBLIGACIONES .....	39
1.3.1.2 ANÁLISIS DE EVENTOS .....	40
1.3.1.3 CÁLCULO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA (ENS) .....	41
1.3.1.4 REGISTRO DE INFORMACIÓN SOBRE EL CONTROL DE CALIDAD.....	42
1.3.2 CALIDAD DE LA POTENCIA .....	43



1.3.2 .1 CALIDAD DEL NIVEL DE VOLTAJE .....	44
1.3.2 .2 CONTENIDO ARMÓNICO DE VOLTAJE.....	44
1.3.2 .3 BALANCE DE VOLTAJES.....	45
1.3.2 .4 CONTENIDO ARMÓNICO DE CORRIENTE.....	46
1.3.2.5 BALANCE DE CORRIENTES .....	46
1.3.2 .6 FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA .....	47
1.3.3 CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN Y CONEXIÓN.....	47
1.3.3.1 EVALUACIÓN DE LA CALIDAD.....	48
1.3.3.2 INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES. ....	49
1.3.3.3 FACTOR DE CALIDAD DE SERVICIO.....	51
1.4 REGULACIÓN No. CONELEC — 009/00.....	51
1.4.1 ÍNDICES DE GESTIÓN .....	52
1.4.1.1 ACTIVOS EN SERVICIO.....	52
1.4.1.2 GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO .....	53
1.4.1.3 PERDIDAS ELÉCTRICAS .....	54
1.5 LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO (LRSE). ....	54
1.5.1 “ARTICULO No. 34.- DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN.-....	55
1.5.2 ARTICULO No. 35.- LIMITACIONES.- .....	56
<b>CAPITULO 2.....</b>	<b>57</b>
<b>CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO ENTREGADO AL ABONADO.....</b>	<b>57</b>
2.1 DESCRIPCIÓN DE LA CALIDAD Y SUS ELEMENTOS. ....	57
2.1.1 ELEMENTOS BÁSICOS DE LA CALIDAD. ....	58
2.1.1.1 PLANIFICACIÓN. ....	59
2.1.1.2 FIABILIDAD.....	59
2.1.1.3 CONFIABILIDAD. ....	60
2.1.1.4 CONTROL.....	60
2.1.2 NORMATIVA INTERNACIONAL QUE RIGE LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN. ....	61
2.1.2.1 NORMAS INTERNACIONALES RELACIONADAS CON LA CALIDAD DE ENERGÍA.....	63

2.2 CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES EN LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO .....	67
2.3 ÍNDICES DE MEDICIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO	69
2.3.1 CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO .....	69
2.3.1.1 CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES .....	70
2.3.1.1.1 INTERRUPCIONES INTERNAS .....	70
2.3.1.1.2 INTERRUPCIONES EXTERNAS .....	71
2.3.1.2 ÍNDICES APLICADOS PARA LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO .....	73
2.3.1.2.1 LÍMITES ESTABLECIDOS PARA LOS ÍNDICES EN LA CONTINUIDAD DE SERVICIO .....	76
2.3.1.3 ÍNDICES DE MEDICIÓN DE LA CONTINUIDAD EN FUNCIÓN DE OTROS FACTORES .....	76
2.3.1.3.1 ÍNDICES EN BASE A POTENCIA .....	77
2.3.1.3.2 ÍNDICES BASADOS EN CLIENTES O ABONADOS .....	77
2.3.1.3.3 ÍNDICES EN BASE A ENERGÍA .....	79
2.3.2 CALIDAD DEL PRODUCTO .....	83
2.3.2.1 PERTURBACIONES DE FRECUENCIA .....	85
2.3.2.2 PERTURBACIONES DE AMPLITUD .....	86
2.3.2.2.1 VARIACIONES DE LA TENSIÓN .....	87
2.3.2.2.2 VARIACIONES RÁPIDAS DE LA TENSIÓN .....	88
2.3.2.2.3 INTERRUPCIONES BREVES DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA .....	89
2.3.2.2.4 HUECOS DE TENSIÓN .....	90
2.3.2.2.5 SOBRETENSIONES .....	91
2.3.2.3 PERTURBACIONES DE FORMA .....	92
2.3.2.3.1 SEÑALES ARMÓNICAS .....	93
2.3.2.3.2 SEÑALES INTERARMÓNICAS .....	94
2.3.2.3.3 SEÑALES DE INFORMACIÓN TRANSMITIDAS POR LA RED .....	94
2.3.2.4 PERTURBACIONES DE SIMETRÍA DE FASES .....	95
2.3.3 CALIDAD EN LA ATENCIÓN Y RELACIÓN CON EL CLIENTE ....	95

2.4 ORIGEN DE LAS FALLAS EN LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO.	97
2.4.1 CARACTERÍSTICAS DE CONTROL EN EL SECTOR DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO ECUATORIANO.	97
2.4.2 PORCENTAJES DE CUMPLIMIENTO DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD.	98
2.4.2.1 ESTADO DE CUMPLIMIENTO EN CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO.	98
2.4.2.2 ESTADO DE CUMPLIMIENTO EN CALIDAD DEL PRODUCTO.	101
2.4.2.3 ESTADO DE CUMPLIMIENTO EN LA CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL.	104
2.4.3 SISTEMAS INTELIGENTES UTILIZADOS PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD EN DISTRIBUCIÓN.	105
2.4.3.1 SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION (SCADA).	107
2.4.3.2 OUTAGE MANAGEMENT SYSTEM (OMS).	108
2.4.3.3 DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM (DMS).	109
<b>CAPITULO 3.</b>	112
REVISIÓN DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LO REFERENTE A SUS FORMAS DE CÁLCULO Y SU COSTO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.	112
3.1 PARTICULARIDADES DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA (ENS) EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN	113
3.1.1 LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA DESDE UNA PERSPECTIVA DE EMPRESA.	115
3.2 CÁLCULO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA (ENS).	115
3.2.1 EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA FACTURADA	118
3.2.2 CÁLCULO MANUAL DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA.	119
3.2.3 ANÁLISIS DE LOS VALORES OBTENIDOS DE ENERGIA NO SUMINISTRADA	125
3.3 COSTOS DIRECTOS E INDIRECTOS QUE AFECTAN EL SERVICIO..	126
3.3.1 COSTOS DIRECTOS	127

3.3.2 COSTOS INDIRECTOS .....	127
3.3.3 DIFICULTADES PARA MEDIR EL COSTO DE AFECTACIÓN POR LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA.....	128
3.4 MÉTODOS DE EVALUACIÓN. ....	128
3.4.1 ANÁLISIS ECONOMETRICO .....	129
3.4.2 MÉTODO DIRECTO .....	130
3.4.3 MÉTODO IMPLÍCITO .....	130
3.5 LEYES DE CALIDAD DE ENERGÍA DE OTROS PAÍSES.....	130
3.5.1 ARGENTINA .....	130
3.5.2 CHILE.....	132
3.5.3 INGLATERRA Y GALES .....	133
3.5.4 ESPAÑA.....	133
3.5.5 COLOMBIA .....	135
3.6 COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA (CENS).....	136
3.6.1 EVALUACIÓN DE LAS ENCUESTAS REALIZADAS EN EL SECTOR INDUSTRIAL .....	141
<b>CAPÍTULO 4.....</b>	<b>146</b>
DETERMINACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD Y LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO.....	146
4.1 CARACTERÍSTICAS Y ASPECTOS RELEVANTES DE LA RED ELÉCTRICA EN LA CIUDAD DE QUITO .....	150
4.1.1 ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN.....	152
4.2 MANEJO DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA POR LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A. ....	156
4.2.1 MANEJO DE LA CALIDAD DE PRODUCTO.....	157
4.2.2 MANEJO DE LA CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO. ....	160
4.2.3 MANEJO DE LA CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL. ....	162
4.3 EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO .....	164

4.3.1 EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES CORRESPONDIENTES A LA CALIDAD DE PRODUCTO.....	164
4.3.1.1 EVALUACIÓN DE CALIDAD DE VOLTAJE EN BARRAS .....	167
4.3.1.2 EVALUACIÓN DE CALIDAD DE VOLTAJE EN TRANSFORMADORES. ....	168
4.3.1.3 EVALUACIÓN DE CALIDAD DE VOLTAJE EN USUARIOS DE BAJO VOLTAJE. ....	171
4.3.1.4 EVALUACIÓN DE CALIDAD DE VOLTAJE EN USUARIOS DE MEDIO Y ALTO VOLTAJE.....	174
4.3.2 EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES CORRESPONDIENTES A LA CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO. ....	176
4.3.2.1 FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN (FMIK) EVALUADA PARA LA RED ELÉCTRICA TOTAL -EEQSA. ....	177
4.3.2.2 TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN (TTIK) PARA LA RED ACUMULADA EEQSA.....	178
4.3.2.3 ÍNDICES FMIK –TTIK PARA ALIMENTADORES DE LA EEQSA.....	180
4.3.3 EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES CORRESPONDIENTES A LA CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL. ....	183
4.3.3.1 ÍNDICES EVALUADOS EN FUNCIÓN DE CONEXIONES NUEVAS. ....	186
4.3.3.2 ÍNDICES EVALUADOS EN FUNCIÓN DA LA REHABILITACIÓN DEL SUMINISTRO.....	188
4.3.3.3 ÍNDICES EVALUADOS EN FUNCIÓN DA LAS RECONEXIONES DEL SUMINISTRO.....	189
4.3.3.4 ÍNDICES EVALUADOS EN FUNCIÓN DA LAS RECONEXIONES DEL SUMINISTRO.....	190
<b>CAPITULO 5.....</b>	<b>191</b>
EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES Y FORMAS DE COMPENSACIÓN POR LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA (ENS).....	191
5.1 EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA BASE DE DATOS DE LA EEQSA. ....	191
5.2 NIVELES DE ACEPTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO. ....	193
5.2.1 NIVELES QUE EL ABONADO EVALUARÁ DEL SERVICIO ELÉCTRICO RECIBIDO.....	194

5.2.2 POBLACIÓN OBJETIVO .....	195
5.2.3 DISEÑO DE LA ENCUESTA .....	196
5.2.4 TABULACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	199
5.3 NIVELES DE SATISFACCIÓN DE SUMINISTRO Y COMPENSACIÓN PARA ABONADOS. ....	208
5.4 ANÁLISIS DE COSTOS Y DEVOLUCIÓN. ....	209
<b>CAPITULO 6</b> .....	214
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.- .....	214
6.1 CONCLUSIONES.- .....	214
6.2 RECOMENDACIONES.- .....	220
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	223
BIBLIOGRAFÍA .....	228

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla No.1-Límites de Voltaje Admisibles .....	24
Tabla No.2- Límites de Distorsión Armónica Admisibles.....	27
Tabla No.3-Límites de Admisibles para la FMI y TTI. ....	31
Tabla No.4- Límites de Admisibles para la FAIc y DAIc. ....	34
Tabla No.5- Límites para el contenido armónico de voltajes. ....	45
Tabla No.6 - Límites de horas de indisponibilidad.....	50
Tabla No.7- Proyectos de compensación para la mejora de la calidad.....	61
Tabla No.8- Número de Interrupciones para la EEQSA-Año-2008. ....	71
Tabla No.9- Número de Interrupciones para la EEQSA-Año-2009. ....	72
Tabla No.10- Número de Interrupciones para la EEQSA-Año-2010. ....	72
Tabla No.11- Comparación de Índices Regulación Ecuatoriana y Europea.....	75
Tabla No.12-Límites de Continuidad del Servicio .....	76
Tabla No.13- Índices de Continuidad del Servicio- Confiabilidad.....	81
Tabla No.14- Índices de continuidad de suministro en distintos países. ....	82
Tabla No.15- Perturbaciones asociadas a las características de la onda de tensión... 84	
Tabla No.16- Tasa máxima permitida por la EN 50160 para cada armónico individual. ....	94
Tabla No 17.- Resumen de FMIK y TTIK.....	121
Tabla No 18.- Tabla de Verdad para determinar el caso y calcular la ENS. ....	124
Tabla No 19.- Energía No Suministrada para año 2009 y 2010 .....	125
Tabla No.20- Frecuencia de Interrupción y Tiempo de Duración de las mismas en el país de Argentina.....	131
Tabla No.21- Frecuencia de Interrupción y Tiempo de Duración de las mismas en el país de Chile.....	132
Tabla No.22- Límites usados en España .....	134

Tabla No.23- Tabla de límites de Interrupciones usadas en Colombia.....	135
Tabla No.24- Resumen de Encuesta Realizada para determinar el CENS .....	142
Tabla No.25- Media de los Valores Obtenidos en la encuesta realizada para la determinación del Costo de la Energía No Suministrada .....	143
Tabla No.26- Distribuidoras, Contratos de Concesión y Licencias. ....	148
Tabla No.27- Áreas de Concesión. ....	150
Tabla No.28- Cuadro de Integración de Capital de la E.E.Q.....	153
Tabla No.29- Crecimiento del número de trabajadores de la E.E.Q.....	155
Tabla No.30- Evaluación de los índices – Calidad de Producto .....	166
Tabla No.31- Evaluación de los índices – Calidad de Producto “BARRAS” .....	167
Tabla No.32- Evaluación de los índices – Calidad de Producto 2008 “TRANSFORMADORES” .....	168
Tabla No.33- Evaluación de los índices – Calidad de Producto año 2008. ....	169
Tabla No.34- Evaluación de los índices – Calidad de Producto 2009 “TRANSFORMADORES” .....	169
Tabla No.35.- Evaluación de los índices – Calidad de Producto año 2009 .....	170
Tabla No.36- Evaluación de los índices – Calidad de Producto 2010 “TRANSFORMADORES” .....	170
Tabla No.37- Evaluación de los índices – Calidad de Producto año 2010 .....	171
Tabla No.38- Análisis de la Calidad del Producto-2008 “Usuarios en Bajo Voltaje” .....	172
Tabla No.39- Análisis de la Calidad del Producto-2009 “Usuarios en Bajo Voltaje” .....	173
Tabla No.40- Análisis de la Calidad del Producto-2010 “Usuarios en Bajo Voltaje” .....	173
Tabla No.41- Análisis de la Calidad del Producto-2008 “Usuarios en MV y AV”. 175	
Tabla No.42- Análisis de la Calidad del Producto-2009 “Usuarios en MV y AV”. 175	
Tabla No.43- Análisis de la Calidad del Producto-2010 “Usuarios en MV y AV”. 176	



Tabla No.44- Índices mensuales de la evolución del FMik red para la EEQSA....	177
Tabla No.45- Índices mensuales de evolución del TTIKred para la EEQSA.....	178
Tabla No.46- Índices anuales de evaluación de la Calidad de Servicio Técnico EEQSA- 2008 .....	180
Tabla No.47- Índices anuales de evaluación de la Calidad de Servicio Técnico EEQSA- 2009 .....	181
Tabla No.48- Índices anuales de evaluación de la Calidad de Servicio Técnico EEQSA- 2010 .....	182
Tabla No.49- Índices anuales de evaluación de la Calidad de Servicio Comercial EEQSA- 2008 .....	184
Tabla No.50- Índices anuales de evaluación de la Calidad del Servicio Comercial EEQSA- 2009 .....	185
Tabla No.51- Índices anuales de evaluación de la Calidad del Servicio Comercial EEQSA- 2010 .....	186
Tabla No.52- Índices alcanzados en la evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico. ....	192
Tabla No.53- Número de Abonados de la E.E.Q.S.A.....	195
Tabla No.54.- Valores de CENS según Resolución 025/11 .....	209
Tabla No.55.- Valores de CENS mensuales y anuales para la EEQSA.....	210
Tabla No.56.- Análisis de costos para la EEQSA.....	210
Tabla No.57.- Flujo de Caja EEQSA.....	212

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura No.1- Índice de evaluación de calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. .66	66
Figura No. 2- Índice de evaluación de calidad del Servicio Eléctrico 2007-2008.....67	67
Figura No.3- Grado de cumplimiento de evaluación de Calidad del Servicio Técnico.....99	99
Figura No.4- Frecuencia Media de Interrupción por KVA nominal instalado. ....99	99
Figura No.5- Tiempo Total de Interrupción por KVA nominal instalado. ....100	100
Figura No.6- Grado de cumplimiento en la evaluación de la Calidad de Producto.....101	101
Figura No.7- Porcentaje promedio anual de usuarios con niveles de voltaje fuera de los límites. ....102	102
Figura No.8- Porcentaje promedio anual de transformadores de distribución con niveles de armónicos fuera de los límites permitidos. ....103	103
Figura No.9- Porcentaje promedio anual de transformadores de distribución con niveles de flicker fuera de los límites permitidos.....103	103
Figura No.10- Porcentaje promedio usuarios de Medio Voltaje/Alto Voltaje con niveles de factor de potencia fuera de los límites permitidos. ....104	104
Figura No.11- Grado de cumplimiento en la evaluación de la Calidad del Servicio Comercial. ....105	105
Figura No.12- Arquitectura de interfaz compatible .....106	106
Figura No.13- Integración SCADA/OMS/DMS.....111	111
Figura No.14- Proyección de la Demanda Anual .....114	114
Figura No.15- Cuadro Porcentual de Interrupciones Producidas.....114	114
Figura No.16- Cuadro de transformadores dentro de los límites. ....116	116
Figura No.17- Reducción de la FMIk en Porcentaje comparación 2009 – 2010.....117	117
Figura No.18- Reducción de TTIk en Porcentaje Comparación 2009 – 2010.....118	118

Figura No.19- Energía Total Facturada en el año 2009 y 2010 .....	119
Figura No.20- Curvas de valores de ENS para el 2009 y 2010. ....	126
Figura No.21- Media de las Pérdidas Económicas por la Falta de Suministro de Servicio Eléctrico en Función del Tiempo.....	143
Figura No.22- Curvas Media en porcentaje de los Valores Obtenidos en la encuesta realizada para la determinación del Costo de la Energía No Suministrada. ....	144
Figura No.23- Distribución Geográfica de las Áreas de Concesión. ....	149
Figura No.24- Distribución geográfica de área de concesión de la EEQSA. ....	151
Figura No.25- Organigrama estructural de la Empresa Eléctrica Quito. ....	152
Fuente: Página oficial de la Empresa Eléctrica Quito.....	152
Figura No.26- Organigrama estructural de la Empresa Eléctrica Quito. ....	154
Figura No.27- Evolución del crecimiento de abonados. ....	154
Figura No.28- Organigrama estructural de la Empresa Eléctrica Quito. ....	156
Figura No.29- Frecuencia Media de Interrupción total de la red - E.E.Q.S.A.....	178
Figura No.30- Tiempo Total de Interrupción total de la red- E.E.Q.S.A.....	179
Figura No.31- Índice de Evaluación de las Conexiones del Servicio Eléctrico Urbano- EEQSA.....	187
Figura No.32- Índice de Evaluación de las Conexiones del Servicio Eléctrico Rural- EEQSA.....	187
Figura No.33- Índice de Evaluación de la Rehabilitación del Servicio Eléctrico Urbano- EEQSA.....	188
Figura No.34- Índice de Evaluación de la Rehabilitación del Servicio Eléctrico Rural- EEQSA.....	189
Figura No.35- Índice de Evaluación de las Reconexiones del Servicio Eléctrico Urbano- EEQSA.....	189
Figura No.36- Índice de Evaluación de las Reconexiones del Servicio Eléctrico Rural- EEQSA.....	190

Figura No.37- Índice de Evaluación de las Satisfacción del Consumidor referente a la atención y Servicio- EEQSA.....	190
Figura No.38- Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA. ....	193
Figura No.39- Formato de encuesta para la evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA. ....	197
Figura No.40- Resultados de la encuesta de evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA. ....	200
Figura No.41- Porcentajes obtenidos por zona industrial norte y sur. ....	201
Figura No.42- Tipos de empresas evaluadas.....	201
Figura No.43- Resultados Pregunta No.1 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.....	202
Figura No.44- Resultados Pregunta No.2 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.....	203
Figura No.45- Resultados Pregunta No.3 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.....	203
Figura No.46- Resultados Pregunta No.4 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.....	204
Figura No.47- Resultados Pregunta No.5 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.....	205
Figura No.48- Resultados Pregunta No.6 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.....	205
Figura No.49- Resultados Pregunta No.7 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.....	206
Figura No.50- Resultados Pregunta No.8 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.....	207
Figura No.51- Resultados Pregunta No.9 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.....	207
Figura No.52- Resultados Pregunta No.10 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.....	208

Figura No.53- Inversiones realizadas para el mejoramiento de la Calidad- EEQSA. .	211
Figura No.54- Inversiones en Distribución - EEQSA.....	212
Figura No.55- Evaluación VAN – TIR para la inversión en mejora de la Calidad. ....	213

## ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO A - ANÁLISIS DE LOS ÍNDICES EEQ – CP.....	230
ANEXO B - ANÁLISIS DE LOS ÍNDICES EEQ-CSC.....	230
ANEXO C - ANÁLISIS DE LOS ÍNDICES EEQ-CST. ....	230
ANEXO D - FORMATO ENCUESTA SATISFACCIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO.....	230
ANEXO E - GESTIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A. ....	230
ANEXO F – PROCEDIMIENTO PARA EL CONTROL DE CALIDAD DEL PRODUCTO Y PÉRDIDAS TÉCNICAS. ....	230
ANEXO G – ENCUESTAS REALIZADAS AL SECTOR INDUSTRIAL PARA DETERMINAR EL CENS. ....	230
ANEXO H – ENCUESTAS REALIZADAS AL SECTOR INDUSTRIAL PARA DETERMINAR EL SATISFACCIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO. ....	230
ANEXO I– MAPA GEOGRÁFICO DE LAS ZONAS ENCUESTADAS.....	230

## **INTRODUCCIÓN**

El acelerado avance con el cual el sector eléctrico se ha ido incrementando día a día empieza a generar grandes beneficios en el desarrollo de nuevas regulaciones; que no solo sean el compendio de sectores ya comprendidos como son: Generación, Transmisión, Subtransmisión.

Estos cambios van generando entes reguladores de calidad y confiabilidad a nivel de Distribución; siendo este un punto de avance en la prestación del servicio para el abonado en todos sus niveles.

En la actualidad la nueva constitución establece en su artículo 313 del capítulo V, el cual dice que:

“El estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental. Precaución, prevención y eficiencia.”<sup>1</sup>

Así también como en el Art. 315 establece:

“El estado constituirá empresas públicas para la gestión de los sectores estratégicos y estas empresas publicas estarán bajo la regulación y el control específico de organismos pertinentes, los cuales funcionarán como sociedades de derecho público con altos parámetros de calidad y criterios empresariales”.<sup>2</sup>

De igual manera en defensa del consumidor la nueva constitución describe que:

“La Ley establecerá los mecanismos de control de calidad, los procedimientos de defensa del consumidor, la reparación e indemnización por deficiencias, daños y mala calidad de bienes y servicios, y por la interrupción de los servicios

---

<sup>1</sup> Nueva constitución de la República del Ecuador, artículo 313

<sup>2</sup> Nueva constitución de la República del Ecuador, artículo 315

públicos no ocasionados por catástrofes, caso fortuito o fuerza mayor, y las sanciones por la violación de estos derechos.”<sup>3</sup>

Pretendiendo con esto garantizar el buen desempeño y cumplimiento estricto de las normas de calidad que el sector eléctrico requiere a nivel de Distribución.

Bajo estos lineamientos de calidad establecidos en Regulaciones ya emitidas y conformadas mediante procesos destinados a calificar los índices de calidad se analizan múltiples necesidades para evaluar estos aspectos desde un punto de vista social y económico a favor del abonado con la finalidad de establecer en base a los alcances obtenidos una guía para todas las empresas Distribuidoras a fin de unificar bajo un mismo enfoque la Calidad de Servicio Eléctrico para todo el sector de Distribución.

Dadas las nuevas exigencias de la sociedad, uno de los objetivos del estado es dar una alta confiabilidad en el servicio eléctrico al abonado lo cual involucra directamente a las empresas Distribuidoras constituyendo un alto compromiso para el cumplimiento de estos objetivos.

De igual manera el Estado a través del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) supervisa el estricto cumplimiento de estas normas llegando a ser parte integral de la mejoría diaria en la distribución del servicio eléctrico.

---

<sup>3</sup> Nueva constitución de la República del Ecuador, artículo 52



# **CAPÍTULO 1**

## **1.1 MARCO TEÓRICO**

Tras un largo tiempo de variadas reuniones a fin de lanzar un proyecto eléctrico que magnifique el bienestar de los abonados en lo que hoy comprende el Distrito Metropolitano de Quito; en el año de 1894 y bajo la asociación de tres personalidades como eran: Los Sres. Víctor Gangotena, Manuel Jijón y Julio Urrutia se funda al empresa denominada “La Eléctrica” misma que prevé la generación eléctrica con tan solo una central que en un inicio generaba tan solo 200KW. Esta central ubicada en el actual sector de Chimbacalle y referida al rio Machángara desde donde entraban en funcionamiento las turbinas El Retiro.

Con el pasar de los años la generación eléctrica fue acrecentándose llegando a instalarse una nueva central en el sector de Guápulo que con 3 unidades llegó alcanzar una potencia de 920Kw para el año de 1919, con el aumento de la demanda se crea la central eléctrica los Chillos para alcanzar una potencia total de 1760 Kw .

De esta manera comienza este ligero pero acrecentado avance energético expandiéndose a la central Guangopolo por ordenanza municipal No. 479 en el año de 1937; constituyéndose como una empresa Municipal que en esos años se contaba con 15790 abonados y una demanda máxima de 7840 KW a partir de esto se expande con la misión de: “Apoyar el desarrollo integral de Quito y su región, suministrando energía limpia y de bajo costo para dinamizar el aparato productivo y mejorar la calidad de vida de los habitantes”.<sup>4</sup>

El Estado valora la necesidad de brindar un servicio con altos estándares de calidad así:

*“El 10 de Octubre de 1996, se publica la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) como respuesta a la necesidad de reformular el grado de participación*

---

<sup>4</sup> <http://www.eeq.com.ec/laEmpresa/historia>

*estatal en este sector. Plantea como objetivo proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad, para garantizar su desarrollo económico y social, dentro de un marco de competitividad en el mercado de producción de electricidad.”*<sup>5</sup>

Con el avance de los años el concepto de generación cambia considerablemente publicándose la Ley de régimen del Sector Eléctrico (LRSE) el 10 de octubre de 1996 la cual crea el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). Este es un organismo creado como persona jurídica de derecho público con patrimonio propio y la finalidad de proporcionar un servicio de calidad y confiabilidad que garantice el desarrollo económico de la población.

Esta entidad comienza a entrar en operación el 20 de noviembre de 1997 como ente regulador y controlador tanto de las empresas Generadoras, Transmisoras, Distribuidoras y Comercializadoras del sector eléctrico.

En base en estas dos entidades, CONELEC y EEQSA; de suma importancia para el sector eléctrico se promueve referir a través de la presente tesis a las empresas Distribuidoras y entes reguladores con la finalidad de poder controlar la Calidad de Energía entregada al abonado a través de una guía que permita la unificación de los niveles de Calidad de Servicio Eléctrico para todos los abonados, definir los parámetros de aceptabilidad para un servicio de calidad y establecer normativas que optimicen la entrega de energía eléctrica al abonado.

## **1.2 REGULACIÓN No. CONELEC — 004/01**

### **“CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN”**

Con la finalidad de garantizar al abonado un nivel satisfactorio en el suministro de energía eléctrica bajo lineamientos establecidos en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico ( LRSE), los cuales deben ser aprobados y regulados por el Consejo

---

<sup>5</sup> <http://www.conelec.gov.ec/>

Nacional de Electricidad (CONELEC), se establece el 23 de mayo del 2001 la REGULACIÓN No. CONELEC 004/01 misma que establece parámetros de calidad basándose en índices técnicos y económicos que servirán de base para establecer un proceso de cambio en lo que hoy se conoce como suministro eléctrico para el abonado, este proceso llevará a obtener un servicio de calidad total tanto a nivel de energía como de servicio.

Bajo este enfoque se determinan ciertos parámetros fundamentados en la calidad de un producto y un servicio que serán pilar de un futuro energético que garantice el perfecto desarrollo del país en función de la aceptación de sus abonados de los cuales en los siguientes numerales citados vamos a ir desarrollando un análisis en resumen que aporte nuestro estudio y su fácil comprensión.

### **1.2.1 ASPECTOS RELEVANTES**

“Las Empresas Distribuidoras tienen la responsabilidad de prestar el servicio eléctrico a los Consumidores ubicados en su zona de Concesión, dentro de los niveles de calidad establecidos, en virtud de lo que señala la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, los Reglamentos aplicables, el Contrato de Concesión y las Regulaciones correspondientes.”<sup>6</sup>

A nivel de las empresas Distribuidoras, estas deben encontrarse en la capacidad de brindar al abonado las garantías de un servicio eléctrico que pueda garantizar la vida útil de todos sus equipos ya sean estos en el ámbito Comercial, Industrial o al abonado residencial que comprende a ser la mayoría. Los contratos de concesión y regulaciones emitidas para este efecto serán un punto importante para el fiel cumplimiento de todos estos compromisos que tienden a ser una base establecida en las nuevas políticas constitucionales.

Estos nuevos procedimientos establecidos garantizan un compromiso por parte de las empresas distribuidoras para con sus abonados, promoviendo además los derechos

---

<sup>6</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 004/01, numeral 1.3

de los mismos a obtener un servicio de calidad, estableciéndose responsabilidades que serán manejadas por el ente regulador (CONELEC).

*La Calidad de Servicio se medirá considerando los aspectos siguientes:*

***Calidad del Producto:***

- a) Nivel de voltaje*
- b) Perturbaciones de voltaje*
- c) Factor de Potencia*

***Calidad del Servicio Técnico:***

- a) Frecuencia de Interrupciones*
- b) Duración de Interrupciones*

***Calidad del Servicio Comercial:***

- a) Atención de Solicitudes*
- b) Atención de Reclamos*
- c) Errores en Medición y Facturación<sup>7</sup>*

Cada uno de estos aspectos a considerarse son muy importantes en su ámbito, el brindar calidad en un servicio de distribución eléctrica garantiza que los niveles de voltaje sean aceptables así como ofrecer un servicio técnico libre de perturbaciones a nivel de las líneas de Distribución.

El prestar un servicio al cliente óptimo de atención esmerada y viable, es uno de los grandes paradigmas que en estos últimos años y con las nuevas políticas constitucionales están tratando de desaparecer para el cumplimiento de los fines esperados.

---

<sup>7</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 004/01, numeral 1.5

La calidad del servicio eléctrico de distribución es optimizada según menor sea el índice de Energía No Suministrada (ENS), de igual manera la calidad del servicio comercial que puede cuantificarse en función de la atención a solicitudes y reclamos que hayan sido procesados garantizando un servicio eléctrico confiable con un trato cordial.

*El Distribuidor debe implementar y mantener una base de datos con la información sobre los componentes de la red asociados a la alimentación eléctrica de cada Consumidor [...]. La tarea del levantamiento de la información necesaria para la determinación de los índices de calidad en las diversas etapas de control, será responsabilidad del Distribuidor. La información recopilada, deberá ser suficiente para permitir al CONELEC controlar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, en la presente Regulación y en el Contrato de Concesión.*<sup>8</sup>

El levantamiento y manejo de la información comprende una parte fundamental para el cumplimiento de los objetivos planteados en función de los índices de calidad en las diferentes etapas de control. Estos deberán ser realizados estrictamente por las empresas Distribuidoras para lo cual deberán disponer de la infraestructura necesaria así como de los recursos que conlleven a este mejoramiento. La información obtenida deberá ser presentada ante el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) en los tiempos establecidos los cuales corresponden a dos subetapas para su análisis y control.

El manejo y levantamiento de la información comprenderá mediciones, registros, datos más relevantes, cálculos de los índices técnicos establecidos como: perturbaciones, parpadeos, límites de voltaje y corriente entre otros que garanticen una fácil comprensión y manejo oportuno de la información entregada a fin de poder establecer las respectivas correcciones si las hubiere.

---

<sup>8</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 004/01, numeral 1.6

## **1.2.2 CALIDAD DEL PRODUCTO**

Para establecer la calidad del producto es importante definir parámetros que servirán de lineamientos a fin de establecer puntos críticos a ser analizados y mejorados.

"Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son el nivel de voltaje, las perturbaciones y el factor de potencia, siendo el Distribuidor responsable de efectuar las mediciones correspondientes, el procesamiento de los datos levantados, la determinación de las compensaciones que pudieran corresponder a los consumidores afectados y su pago a los mismos".<sup>9</sup>

En lo que establece la presente regulación, los parámetros de calidad que deberán ser controlados serán: el nivel de voltaje en la línea de acometida al abonado, las perturbaciones o variaciones que existieren en estas líneas así como pérdidas de energía y el factor de potencia que cada consumidor o abonado demande.

Con estos tres índices principales podrán ser determinados la calidad del producto o energía entregada a cada usuario determinada en diferentes índices.

### **1.2.2.1 NIVEL DE VOLTAJE**

Como primer término, al expresarnos del nivel de voltaje brevemente llega a nosotros la idea de una línea de voltaje dentro de los parámetros o niveles conocidos como son: monofásica 110/205 voltios o trifásica 220 voltios lo cual no se encuentra tan alejado de la realidad, pero para fines de un análisis de calidad en el nivel de voltaje estarán considerados límites dentro de los cuales se puede establecer que el suministro de energía que el abonado recibe en cada uno de sus hogares es el adecuado para el correcto funcionamiento de sus equipos o artefactos y que la variación de este nivel se encuentre dentro de parámetros permisibles y manejables.

---

<sup>9</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 004/01, numeral 2

Para ello el índice del nivel de voltaje se lo analiza en función de la desviación que este pueda sufrir lo cual puede ser verificado a través de la siguiente fórmula:

$$\Delta V_k (\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100$$

*Donde:*

$\Delta V_k$ : *variación de voltaje, en el punto de medición, en el intervalo k de 10 minutos.*

$V_k$ : *voltaje eficaz (rms) medido en cada intervalo de medición k de 10 minutos.*

$V_n$ : *voltaje nominal en el punto de medición.*<sup>10</sup>

Con la finalidad de poder cumplir con el índice indicado en la formula descrita es necesario que se realicen las mediciones correspondientes las cuales no deberán ser en un tiempo mayor a los 10 minutos a fin de poder tener una mejor precisión en los datos que estamos recibiendo para un análisis más exacto.

Para ello se determinarán puntos de medición preestablecidos por la presente Regulación los cuales determinarán de manera oportuna y concisa una variación o desviación del voltaje en sitios en que la afectación al abonado sea perjudicial, de igual manera se asignarán zonas ya sean éstas de tipo urbana o rural para su análisis.

Este valor estará delimitado por los siguientes valores para cada etapa:

	Subetapa 1	Subetapa 2
Alto Voltaje	± 7,0 %	± 5,0 %
Medio Voltaje	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Urbanas	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Rurales	± 13,0 %	± 10,0 %

**Tabla No.1-Límites de Voltaje Admisibles**

**Fuente:** REGULACIÓN No. CONELEC 004/01, numeral 2.1.3 Límites.

<sup>10</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 004/01, numeral 2.1.1

### 1.2.2.2 PERTURBACIONES

Al referirse a una perturbación pueden existir una cierta variedad de conceptos dependiendo del ámbito en el que lo hagamos referencia, para ello se puede decir que para nuestro estudio y su mejor comprensión se puede definir a la perturbación como:

“La acción de modificar el estado de algo que da como resultado el cambio del mismo.”<sup>11</sup>

Al hablar de voltaje en nuestro caso se realiza un enfoque en el cambio brusco que puede sufrir el voltaje debido a varios factores como pueden ser: físicos, ambientales, planificados o no-planificados; los cuales pueden ser detectados por medio de mediciones realizadas o visiblemente como es el caso del parpadeo de las lámparas llamado también efecto “flicker”, el cual es uno de los índices que comprenden este estudio para lo que es evaluado en función de la severidad del mismo dada la siguiente fórmula:

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}}$$

*Donde:*

*P<sub>st</sub>: Índice de severidad de flicker de corta duración.*

*P<sub>0.1</sub>, P<sub>1</sub>, P<sub>3</sub>, P<sub>10</sub>, P<sub>50</sub>: Niveles de efecto “flicker” que se sobrepasan durante el 0.1%, 1%, 3%, 10%, 50% del tiempo total del periodo de observación.*<sup>12</sup>

Estos índices deben ser analizados en los puntos más críticos para el abonado como son en las líneas primarias, transformadores de distribución en un tiempo no mayor a 10 minutos y por un tiempo no menor a 7 días continuos para ello el Distribuidor

---

<sup>11</sup> <http://enciclopedia.us.es/index.php/Perturbaci%C3%B3n>

<sup>12</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 004/01, numeral 2.2.1.1



deberá poseer la infraestructura necesaria a fin de poder cumplir con estos parámetros de medición siendo la unidad “1” el límite máximo dentro de la irritabilidad que el ojo humano puede soportar, para lo cual se ha establecido que este valor se encuentra fuera de los parámetros normales cuando este haya superado el 5% de los 7 días continuos de medición.

De la misma manera y al igual que puede existir el efecto “flicker” o parpadeo también existen en la red de distribución las señales armónicas que tienden afectar el sistema.

“La distorsión de un voltaje o corriente puede atribuirse a los armónicos que contiene. Un armónico es cualquier voltaje o corriente cuya frecuencia es un múltiplo entero de (2, 3, 4, etc..., veces) la frecuencia de la línea”<sup>13</sup>

Las cuales para definir los índices dentro de los cuales serán tratados se establece desde dos puntos de vista:

- Factor de distorsión individual de voltaje,
- factor de distorsión Total

Estos factores de distorsión armónica se presentan en la red como resultado del origen de ciertas frecuencias que se presentan como múltiplos enteros de la frecuencia fundamental originadas por cargas que no son de tipo lineal por tal motivo creando cambios bruscos en la corriente.

Con respecto al nivel considerable de armónicos en la red este será medido en función del nivel de distorsión armónica que se puede encontrar dada la siguiente ecuación:

$$V_i' = \left( \frac{V_i}{V_n} \right) * 100 \qquad THD = \left( \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40} (V_i)^2}}{V_n} \right) * 100$$

Donde:

$V_i'$ : *factor de distorsión armónica individual de voltaje.*

---

<sup>13</sup> Maquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia, Theodore Wildi, sexta edición, pag. 24

*THD: factor de distorsión total por armónicos, expresado en porcentaje*

*$V_i$  : valor eficaz (rms) del voltaje armónico “i” (para  $i = 2... 40$ ) expresado en voltios.*

*$V_n$  : voltaje nominal del punto de medición expresado en voltios.*

En función de estos factores corresponde al Distribuidor realizar las respectivas mediciones en los diferentes puntos de los transformadores de distribución y bornes de bajo voltaje.

Los límites de distorsión armónica que pueden ser considerados como aceptables se encuentra dentro del análisis de estudio desde la segunda hasta la cuadragésima armónica y delimitada según la tabla siguiente:

ORDEN (n) DE LA ARMÓNICA Y THD	TOLERANCIA $ V_i $ o $ THD $	
	V > 40 kV	V ≤ 40 kV
<b>Impares no múltiplos de 3</b>		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
> 25	$0.1 + 0.6*25/n$	$0.2 + 1.3*25/n$
<b>Impares múltiplos de tres</b>		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
<b>Pares</b>		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores a 12	0.2	0.5
<b>THD</b>	<b>3</b>	<b>8</b>

**Tabla No.2- Límites de Distorsión Armónica Admisibles**

**Fuente:** REGULACIÓN No. CONELEC 004/01, numeral 2.2.2

### **1.2.2.3 FACTOR DE POTENCIA**

El Factor de Potencia o también llamado coseno “fi” es el nombre que se le da al cociente de la relación entre la potencia activa y la potencia aparente, lo cual no es más que un término utilizado para describir la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo.

“Resumiendo, el factor de potencia de un circuito o dispositivo es simplemente una forma de establecer que fracción de su potencia aparente es potencia real, o activa” <sup>14</sup>

En función de esto se debe acotar que las empresas Distribuidoras se encargaran de verificar que el Factor de Potencia se encuentre dentro de los parámetros adecuados en consecuencia que si al tener un bajo factor de potencia este tiende a ser inversamente proporcional a la corriente provocando un exceso de corriente en las líneas debido al efecto joule, para lo cual se ha establecido el control del factor de potencia dentro del límite menor permisible equivalente a 0,92.

### **1.2.3 CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO**

La calidad del servicio técnico posee una tendencia a considerar de manera primordial la frecuencia y duración de las interrupciones, analizar cómo se producen, bajo que efectos y condiciones a fin de determinar el nivel de afectación al abonado considerando aspectos como:

**1.2.3.1 CONTROL.-** Este aspecto considera las dos etapas para el análisis de los índices siendo estos en las subetapa 1 basándose en las empresas Distribuidoras de tal manera que puedan ser representados de manera clara la cantidad y el tiempo total de las interrupciones que afecten al consumidor mientras que en la subetapa 2 estos índices son basados en la información centrada en los consumidores.

---

<sup>14</sup> Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia, Theodore Wildi, sexta edición, pag. 143

**1.2.3.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES.-** Se analizarán las interrupciones en función de varios parámetros como son: fecha y hora en que comienza y termina una interrupción, origen de la misma, equipos afectados, Energía No Suministrada (ENS) así como otros factores que lleven a determinar de manera concisa las interrupciones y afectación por cada abonado para lo cual será analizada a través de una base de datos.

**1.2.3.3 REGISTRO Y CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES.-** El distribuidor por su parte debe almacenar en un registro informático toda la información concerniente a las interrupciones según su duración, origen, causa y voltaje nominal de esta manera le será posible determinar todos los inconvenientes sucedidos a fin de poder evaluar correctamente cada uno de ellos.

**1.2.3.4 INTERRUPCIONES A SER CONSIDERADAS.-** Para el cálculo de los índices se considerarán solamente las interrupciones superiores a los tres minutos o superiores a él.

Dentro de los parámetros de control del servicio técnico en la subetapa 1 se consideraran solamente aquellas interrupciones que ocurran a nivel de la línea de AV/ MV (Alto Voltaje/Medio Voltaje) para ser tomadas en cuenta dentro del cálculo de los índices de la línea de Distribución.

*Estos índices de calidad serán calculados para toda la Red de Distribución (Rd) y para cada alimentador primario en medio voltaje (Ai) según las siguientes expresiones:*

**1. Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK).-**

*En un período determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.*

$$\mathbf{FMIK}_{\text{Rd}} = \frac{\sum_i \mathbf{kVAfs}_i}{\mathbf{kVA}_{\text{inst}}}$$

$$\mathbf{FMIK}_{\text{Aj}} = \frac{\sum_i \mathbf{kVAfs}_{i \text{ Aj}}}{\mathbf{kVA}_{\text{inst Aj}}}$$

2. *Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK).*- En un período determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$\mathbf{TTIK}_{\text{Rd}} = \frac{\sum_i \mathbf{kVAfs}_i * \mathbf{Tfs}_i}{\mathbf{kVA}_{\text{inst}}}$$

$$\mathbf{TTIK}_{\text{Aj}} = \frac{\sum_i^{\text{Aj}} \mathbf{kVAfs}_{i \text{ Aj}} * \mathbf{Tfs}_{i \text{ Aj}}}{\mathbf{kVA}_{\text{inst Aj}}}$$

Donde:

*FMIK:* Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

*TTIK:* Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

$\sum_i$  : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

$\sum_i^{\text{Aj}}$  : Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador "Aj" en el período en análisis.

$kVA_{fs_i}$ : Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".

$KVA_{inst}$ : Cantidad de kVA nominales instalados.

$T_{fs_i}$ : Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"

$R_d$ : Red de distribución global

$A_j$ : Alimentador primario de medio voltaje "j"<sup>15</sup>

Estos índices determinarán efectivamente que tiempo duró la interrupción y la frecuencia que pudo haber tenido la misma durante el periodo de medición con la finalidad de poder evaluar y tomar los correctivos del caso para lo cual deberá considerarse el tipo de abonado al que se le afectó mayormente así como también el motivo que ocasionó la interrupción.

Será de entera responsabilidad del distribuidor realizar todos los registros del caso sobre los factores establecidos de las interrupciones ocurridas en la red de media tensión a fin de que esta pueda ser presentada ante el CONELEC para su verificación y auditoría en cualquier etapa.

Los límites establecidos para la medición de los índices en la subetapa 1 estarán dentro de los siguientes rangos:

Indíces	Lim FMIK	Lim TTIK
Red	4.0	8.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

**Tabla No.3-Límites de Admisibles para la FMI y TTL.**

**Fuente:** REGULACIÓN No. CONELEC 004/01, numeral 3.2.3 Límites

---

<sup>15</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 004/01, numeral 3.2.1 Índices

Estableciéndose un punto de control de nivel de la red y las causas directas que causaron la interrupción para lo cual se analizan bornes del transformador, líneas primarias, terminales de Media Tensión y Baja Tensión. Bajo estas delimitaciones se podrá garantizar que el suministro a nivel de las líneas y centros de transformación es óptimo siempre y cuando se encuentre dentro de los límites establecidos.

“En caso de haberse excedido los valores límites admisibles de los Índices de Calidad de Servicio, aplicables durante la Subetapa 1, se calculará la Energía No Suministrada (ENS), mediante la aplicación de las siguientes fórmulas.”<sup>16</sup>

*a) Si:  $FMIK > LímFMIK$  y  $TTIK < LímTTIK$*

$$ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

*b) Si:  $FMIK < LímFMIK$  y  $TTIK > LímTTIK$*

$$ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{THPA}$$

*c) Si:  $FMIK > LímFMIK$  y  $TTIK > LímTTIK$ ; y, si  $\frac{TTIK}{FMIK} < \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$*

$$ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

*d) Si:  $FMIK > LímFMIK$  y  $TTIK > LímTTIK$ ; y, si  $\frac{TTIK}{FMIK} \geq \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$*

$$ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{THPA}$$

*Donde:*

*ENS: Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.*

---

<sup>16</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 004/01, numeral 3.2.4 Cálculo de la ENS

*ETF: Energía Total Facturada a los consumidores en bajo voltaje (BV) conectados a la Red de Distribución Global; o, al alimentador primario considerado, en kWh, en el periodo en análisis.*

*THPA: Tiempo en horas del periodo en análisis.*

*FMIK: Índice de Frecuencia media de interrupción por kVA.*

*Durante la Subetapa 2, la calidad del servicio técnico se controlará al nivel de suministro a cada consumidor, debiendo disponer el Distribuidor de los sistemas que posibiliten la gestión de la totalidad de la red, y la adquisición y procesamiento de información de forma tal de asegurar los niveles de calidad, y la realización de controles previstos para la presente etapa.<sup>17</sup>*

Al enfocarse en el control de calidad para esta etapa se puede ver que en la misma se controlará el nivel de suministro específicamente para cada consumidor, con lo cual existirá un control más profundo si hablamos a nivel de abonado llegando con esto a establecer delimitaciones y correcciones más exactas cuando se produzca una interrupción.

Los índices de calidad para esta etapa serán calculados en función de las siguientes ecuaciones:

- ***Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores (FAIc).***-  
*Representa el número de interrupciones, con duración mayor a tres (3) minutos, que han afectado al Consumidor "c", durante el período de análisis.*

$$\mathbf{FAIc = Nc}$$

*Donde:*

*FAIc: Frecuencia de las interrupciones que afectaron a cada Consumidor "c", durante el período considerado.*

---

<sup>17</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 004/01, numeral 3.3 Control del servicio Técnico en la subetapa 2



*Nc:* Número de interrupciones, con duración mayor a tres minutos, que afectaron al Consumidor "c", durante el período de análisis.

- **Duración de las Interrupciones por Consumidor (DAIc).**- Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro de electricidad al Consumidor "c", durante el período de control.

$$DAIc = \sum_i (K_i * dic)$$

*Donde:*

*dic :* Duración individual de la interrupción "i" al Consumidor "c" en horas

*Ki :* Factor de ponderación de las interrupciones

*Ki = 1.0* para interrupciones no programadas

*Ki = 0.5* para interrupciones programadas por el Distribuidor, para el mantenimiento o ampliación de las redes; siempre que hayan sido notificadas a los Consumidores con una anticipación mínima de 48 horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.<sup>18</sup>

Los límites de calidad a considerar en esta etapa serán los siguientes:

Indice	Lim FAIc	Lim DAIc
Consumidores en AV	6.0	4.0
Consumidores en MV	8.0	12.0
Consumidores en MV Rural	10.0	24.0
Consumidores en BV	10.0	16.0
Consumidores en BV Rural	12.0	36.0

**Tabla No.4- Límites de Admisibles para la FAIc y DAIc.**

**Fuente:** REGULACIÓN No. CONELEC 004/01, numeral 3.3.3 Límites

<sup>18</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 004/01, numeral 3.3.1 Índices

Si en esta subetapa se exceden los límites de calidad establecidos será necesario calcular la energía no suministrada (ENS) basado en las siguientes formulas establecidas:

a) Si:  $FAIc > LímFAIc$  y  $DAIc < LímDAIc$

$$ENS = (FAIc - LímFAIc) * \frac{DAIc}{FAIc} * \frac{ETF}{THPA}$$

b) Si:  $FAIc < LímFAIc$  y  $DAIc > LímDAIc$

$$ENS = (DAIc - LímDAIc) * \frac{ETF}{THPA}$$

c) Si:  $FAIc > LímFAIc$  y  $DAIc > LímDAIc$ ; y, si  $\frac{DAIc}{FAIc} < \frac{LímDAIc}{LímFAIc}$

$$ENS = (FAIc - LímFAIc) * \frac{DAIc}{FAIc} * \frac{ETF}{THPA}$$

d) Si:  $FAIc > LímFAIc$  y  $DAIc > LímDAIc$ ; y, si  $\frac{DAIc}{FAIc} \geq \frac{LímDAIc}{LímFAIc}$

$$ENS = (DAIc - LímDAIc) * \frac{ETF}{THPA}$$

Donde:

**ENS:** Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.

**ETF:** Energía Total Facturada a los Consumidores del nivel de voltaje que se esté considerando, en kWh, en el periodo en análisis.

**THPA:** Tiempo en horas del periodo en análisis.

**FAIc:** Índice de Frecuencia anual de interrupción por consumidor "c".

**DAIc:** Índice de Duración anual de interrupción por Consumidor "c".

**Lím FAIc:** Límite Admisible de FAIc.

**Lím DAIc:** Límite Admisible de DAIc<sup>19</sup>

---

<sup>19</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 004/01, numeral 3.3.4 Calculo de la ENS

#### 1.2.4 CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

“El Distribuidor tiene la obligación de proveer, además del suministro de la energía eléctrica, un conjunto de servicios comerciales relacionados, necesarios para mantener un nivel adecuado de satisfacción a los consumidores.”<sup>20</sup>

El nivel de calidad establecido depende de muchos factores así como también del nivel de servicio que el abonado reciba, mismo que será analizado tanto de manera individual así como globalmente, esta información debe ser registrada por el distribuidor y puesta a disposición del CONELEC a través de su sistema informático para una auditoria del mismo, esto será analizado en base a la densidad demográfica del área de concesión de cada Distribuidor lo cual indica que dependerá de la cantidad de abonados que existan por cada sector de concesión de distribución en Energía Eléctrica ya sea esta alta, media o baja tensión.

En esta última etapa de análisis se consideran como índices de cálculo todos aquellos que demanden una atención pronta y oportuna para con el abonado siendo estas: interconexiones, reposición de suministro, atención por interrupciones programadas así como la respuesta oportuna y acertada de todo tipo de consulta o reclamo que haya sido realizado por el abonado lo cual llevará a una atención merecida de calidad y satisfacción al cliente.

Para la implantación de lo que la Regulación No. CONELEC 004/01 indica, el Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad establece la siguiente disposición transitoria:

***PRIMERA.-*** Para que los distribuidores puedan llegar a los niveles de calidad exigidos en las disposiciones del artículo 8 de este Reglamento y en la Regulación de Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, se establecen las siguientes etapas de transición:

a) *Etapas de actualización: Se iniciará en la fecha de promulgación del presente Reglamento Sustitutivo y tendrá una duración de doce meses.*

---

<sup>20</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 004/01, numeral 4 Calidad del Servicio Comercial

*Dentro del primer mes, los distribuidores presentarán al CONELEC un cronograma de las actividades que se comprometen a cumplir en relación con la evaluación de la calidad del servicio y la aplicación del reglamento y las regulaciones, tanto en esta etapa como en la siguiente.*

*El cronograma incluirá las actividades que se encuentran en desarrollo, las pendientes y la reformulación de aquellas que hubieren sido realizadas de manera parcial o sin sujetarse a las disposiciones de la Regulación.*

*Durante la etapa de actualización, los distribuidores estudiarán los procedimientos para la aplicación de la Regulación de Calidad, identificarán la información necesaria y efectuarán, al menos en muestras piloto, las mediciones y registros para evaluar los diferentes parámetros de calidad. Al final de la etapa de actualización, los distribuidores presentarán al CONELEC el informe respectivo sobre las actividades desarrolladas;*

*b) Etapa de prueba y control: Se iniciará a partir de la finalización de la etapa anterior y tendrá una duración máxima de doce meses. Durante esta etapa, los distribuidores llevarán a cabo el desarrollo de las actividades programadas para evaluar la calidad y presentar la información correspondiente, hasta cumplir con las disposiciones de la Regulación de Calidad y con el cronograma; y,*

*c) Etapa final: Se iniciará a partir de la culminación de la etapa de prueba. Para esta etapa y en adelante, las disposiciones de la Regulación sobre la Calidad del Servicio, se aplicarán en forma total, tanto para las mediciones de los parámetros y cálculo de los índices de calidad, como para el control de los límites de tolerancia. Así mismo, a partir de esta etapa se aplicarán las compensaciones que los distribuidores deberán reconocer a los consumidores por incumplimientos, de conformidad con lo señalado en el contrato de concesión y sus anexos.*

*El desarrollo de las diferentes actividades señaladas se efectuará bajo la supervisión y control del CONELEC.<sup>21</sup>*

Con la finalidad de otorgar a las empresas distribuidoras un plazo considerable para alcanzar los niveles de Calidad de Servicio Eléctrico que debe ser entregado al abonado.

---

<sup>21</sup> Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, publicado el 10 de noviembre del 2005.

### **1.3 REGULACIÓN No. CONELEC — 003/08**

#### **“CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD Y DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN Y CONEXIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO”**

Esta Regulación establece los aspectos de calidad considerados a nivel de transmisión y conexión al sistema nacional interconectado (SNI), para ello se ha enfocado directamente hacia los servicios de transporte de electricidad, grandes consumidores y empresas distribuidoras a fin de establecer los niveles de calidad y confiabilidad que representa este servicio.

Para nuestra investigación se tomarán los puntos más fundamentales de la presente Regulación como son la transmisión en alto voltaje o medio voltaje que recibe el distribuidor con el fin de verificar los delineamientos de calidad que se establecen en estos puntos.

Las instalaciones a nivel de transmisión consideradas en la Regulación 003/08 son las siguientes:

- Circuitos de líneas de transmisión y de interconexión que operan a voltajes mayores a 90 kV.
- Instalaciones para transformación y regulación de voltajes.
- Instalaciones de campos de conexión de Empresas Distribuidoras y Grandes Consumidores, que son usuarios directos de los sistemas de transmisión.

#### **1.3.1 ASPECTOS DE CALIDAD CONSIDERADOS**

“Las instalaciones de transmisión tendrán el equipamiento para atender los requerimientos operativos del Sistema Nacional Interconectado (SNI), así como

también aquellos equipos que son necesarios para mantener la seguridad de sus sistemas ante perturbaciones externas.”<sup>22</sup>

Para el cumplimiento de las normas de calidad que se establecen para la transmisión, la REGULACIÓN No. 003/08 considera que los mismos contarán con todo el equipamiento respectivo a fin de atender los requerimientos del Sistema Nacional Interconectado (SNI), para el análisis de la calidad en el Sistema de Transmisión se toman en cuenta dos aspectos puntuales como son:

- Calidad de la Potencia
- Calidad del servicio de transmisión y conexión

Con estos dos parámetros que la presente Regulación No. CONELEC 003/08 fija con delineamientos preestablecidos nos orienta a que la calidad en el servicio eléctrico de transmisión sea mejorada día a día.

De igual manera un punto muy importante para la calidad del servicio de transmisión es el intercambio de información oportuna para ello tanto el transmisor como las empresas del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) deben entregar de manera oportuna al Centro Nacional de Control de Energía CENACE, toda la información técnica respectiva que facilite la planificación a largo, mediano y corto plazo del sistema, de igual manera el Centro Nacional de Control de Energía CENACE entregará la información necesaria para la calibración y supervisión de los sistemas de control. Esto facilitará un mejor manejo de todos los recursos necesarios a fin de establecer un servicio de Calidad a nivel del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) lo cual posteriormente permitirá un mejor servicio eléctrico para el abonado que viene a ser el cliente final del MEM.

#### **1.3.1.1 OBLIGACIONES**

Al referirse a obligaciones se establecen aquellas en las que los transmisores, agentes y ente regulador en este caso el CENACE, se comprometen para de manera

---

<sup>22</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 003/08, numeral 2 Aspectos de Calidad considerados

coordinada mantener la confiabilidad del servicio eléctrico entregado, definir lineamientos base para cumplir con las políticas de calidad.

- **DEL CENACE.-** El CENACE como ente de control se encuentra en la obligación de proporcionar toda la información correspondiente a los límites de operación de los voltajes en barras, del factor de potencia, equivalentes eléctricos en puntos de conexión, tiempos máximos para despejar las fallas que ocurriesen y criterios sobre operación de recierre automático, protección de las L/T y sincronización de las instalaciones de generación. Esta información será entregada tanto al Transmisor así como a los Agentes usuarios directos de este servicio.
- **DEL TRANSMISOR.-** El transmisor se encuentra en la obligación de presentar al CENACE los valores correspondientes a potencias máximas de transferencia, tiempos máximos de despeje de fallas, protecciones de las líneas, valores de calibración con lógica de operación en L/T, valores máximo, mínimo y medio de puesta a tierra en sus instalaciones, así como los estudios de coordinación de protecciones en sus instalaciones misma que debe ser realizada en conjunto con los agentes y presentada anualmente.
- **DE LOS AGENTES.-** Los Agentes están en la obligación de entregar al CENACE la información referente a los equivalentes eléctricos de sus instalaciones en ellos puntos de conexión con el Transmisor, si son propietarios de la Transmisión entregaran al información referente a las obligaciones del Transmisor. De igual manera deberán presentar los estudios de coordinación realizados conjuntamente con el Transmisor.

#### **1.3.1.2 ANÁLISIS DE EVENTOS**

Para el análisis de los eventos será necesario que toda la información técnica sea de conocimiento público y se encuentre a disposición de los Agentes.

*Toda la información técnica relacionada con el comportamiento de las instalaciones de los sistemas de transmisión y campos de conexión en eventos ocurridos en el SNI, serán de conocimiento público y estarán a disposición de los Agentes.*

*El CENACE identificará al Agente en cuyas instalaciones se originaron los eventos que afectaron a los sistemas de transmisión, para lo cual el Transmisor y los Agentes involucrados, le entregarán la información técnica completa registrada durante la falla.* <sup>23</sup>

El manejo oportuno, conciso y adecuado de la información permite un mejor análisis de cualquier ocurrencia, falla o evento que pueda suceder de lo cual el tomar los correctivos necesarios va de la mano con el manejar correctamente la información canalizada desde los Transmisores.

Con la información presentada el CENACE se deberá elaborar el informe preliminar referente a los eventos que puedan afectar el sistema de transmisión con el fin de verificación y análisis de las acciones futuras que puedan ser tomadas. El informe final será elaborado siempre y cuando los eventos requieran un análisis más profundo o los agentes requieran de una información mucho más asertiva de lo ocurrido.

De la misma manera que se maneja la información de los transmisores y con el fin de evaluar el estado y funcionamiento de los equipos de control y protección, analizar las características de la información suministrada y evaluar las acciones tomadas ante un evento. El CENACE podrá realizar auditorías al Transmisor o a los Agentes información que será presentada al CONELEC para su revisión, aceptación e implantación de los correctivos necesarios de ser el caso.

### **1.3.1.3 CÁLCULO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA (ENS)**

“Para el cálculo de la ENS el tiempo se considerará, desde el momento en que se produce el evento hasta cuando la ENS sea cero, o el CENACE determine que

---

<sup>23</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 003/08, numeral 2.2 Análisis de Eventos



existen condiciones operativas en el SNI, para reiniciar de inmediato el servicio a través de la instalación de transmisión desconectada.”<sup>24</sup>

Será necesario en base a esta Regulación que el CENACE realice el cálculo correspondiente a la Energía No Suministrada en base a la curva de demanda registrada en el punto de conexión. Con la finalidad de la no afectación de los clientes se considerará el tiempo desde el inicio de la falla hasta que la misma sea eliminada en su totalidad lo cual garantizará un trato justo para con los clientes o usuarios directos del Sistema Nacional de Interconexión.

El cálculo referente con la Energía No Suministrada será explicado con mayor énfasis en el capítulo 3 de la presente tesis tomado en relación a la red de Distribución de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

#### **1.3.1.4 REGISTRO DE INFORMACIÓN SOBRE EL CONTROL DE CALIDAD**

“El CENACE recopilará y procesará la información operativa del sistema, necesaria para el control de los niveles de voltaje y factor de potencia, en barras del sistema de transmisión que tienen conectadas cargas.”<sup>25</sup>

El manejo de la información que remitan tanto el transmisor como los agentes será controlado por El CENACE el cual se encargará de recopilar y procesar toda la información que sea presentada debido a la ENS o indisponibilidad de las instalaciones de transmisión, esta información deberá ser publicada de manera libre en su portal WEB con la finalidad de transparentar todo el proceso llevado.

En este punto de análisis toda la información que el CENACE reciba será de suma utilidad para el control de los niveles de voltaje y factor de potencia en las líneas de transmisión.

---

<sup>24</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 003/08, numeral 2.3 Calculo de la Energía No Suministrada

<sup>25</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 003/08, numeral 2.4 Registro de Información sobre el Control de Calidad

### 1.3.2 CALIDAD DE LA POTENCIA

“La Calidad de la Potencia se determinará sobre la base de mediciones de las características de las ondas de voltaje y corriente, y del factor de potencia de la carga conectada en los puntos de entrega de energía o conexión de los Agentes con los sistemas de transmisión.”<sup>26</sup>

En función de lo indicado en el presente numeral se controlará la calidad basándose en los eventos y características que puedan tener tanto el voltaje como la corriente, mismas que deberán cumplir con los parámetros de aceptación necesarios; ya que el incumplimiento de lo indicado determinará ciertas responsabilidades para cada uno de los involucrados, así el CENACE se encargará de supervisar el nivel de voltaje en las barras y el factor de potencia en la carga con el fin de mantener los estándares normales de transmisión.

Para la presente será de responsabilidad del Transmisor todas las distorsiones de voltaje que se encuentre por sobre los límites establecidos mientras que los agentes deberán mantener el factor de potencia en las cargas dentro de los límites que el CONELEC establece para su correcto funcionamiento.

El control necesario para supervisar estos parámetros se realiza de manera mensual para lo cual el transmisor debe poseer los equipos necesarios para realizar las mediciones respectivas.

Los controles deberán ser supervisados por periodos continuos de al menos 4 meses en el 20% de puntos de la instalación, mientras que el registro de los parámetros de calidad deberá ser tomado en lapsos de al menos 10 minutos durante siete días continuos.

Dentro de este conjunto y establecido en la Regulación No. CONELEC 003/08 se tienen los siguientes aspectos a considerar para verificar la calidad de potencia en la red.

- Nivel de voltaje.

---

<sup>26</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 003/08, numeral. 3 Calidad de la Potencia

- Contenido armónico de voltaje.
- Balance de voltajes.
- Contenido armónico de corriente.
- Balance de corrientes.
- Factor de potencia de la carga.

### **1.3.2 .1 CALIDAD DEL NIVEL DE VOLTAJE**

*Se calcula sobre la base de índices que consideran el porcentaje de variación de los voltajes de operación con respecto al valor nominal para esa barra.*

*El CONELEC establecerá los límites de calidad de nivel de voltaje, conforme al procedimiento que se indica en la Regulación CONELEC 004/02 Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.* <sup>27</sup>

### **1.3.2 .2 CONTENIDO ARMÓNICO DE VOLTAJE**

Para la calidad en relación al contenido armónico, la presente Regulación establece que:

Se determina sobre la base de índices que consideran el porcentaje de contenido armónico individual y el valor de Distorsión Armónica Total de Voltaje (VTHD), en barras de los sistemas de transmisión que tengan puntos de conexión. Para efectos de esta Regulación, se consideran las armónicas comprendidas entre la 2° y la 40°, incluyendo las mismas.

Para esto se basa en la norma IEEE 519 estableciéndose los siguientes límites:

---

<sup>27</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 003/08, numeral 3 Calidad de la Potencia

LÍMITES PARA CONTENIDO ARMÓNICO DE VOLTAJES (IEEE 519)		
VOLTAJE DE BARRAS KV	CONTENIDO ARMÓNICO INDIVIDUAL MÁXIMO $V_i$ (%)	VTHD MÁXIMO (%)
$V_n \leq 69 \text{ KV}$	3.00	5.00
$69 \text{ KV} < V_n \leq 161 \text{ KV}$	1.50	2.50
$V_n > 161 \text{ KV}$	1.00	1.50

**Tabla No.5- Límites para el contenido armónico de voltajes.**

**Fuente:** REGULACIÓN No. CONELEC 003/08, numeral 3.4 Límites

*En donde el contenido armónico individual máximo en porcentaje, es respecto al voltaje nominal de operación  $V_n$  de la barra.*

*El valor del VTHD viene dado por:*

$$VTHD = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40} V_i^2}}{V_n}$$

### 1.3.2 .3 BALANCE DE VOLTAJES

*Se calculará sobre la base del factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa  $MV_2$ , dado por la relación siguiente:*

$$MV_2 = V_{SN} / V_{SP}$$

*Siendo:*

*$V_{SN}$  Voltaje de secuencia negativa*

*$V_{SP}$  Voltaje de secuencia positiva*

*El balance de voltaje se medirá en barras de los sistemas de transmisión, que tienen puntos de conexión. Además, para esos puntos se registrará el valor de la demanda máxima en el mes (DMM).<sup>28</sup>*

El valor límite que establece la Regulación para el balance de voltajes es de 1,3%.

#### **1.3.2.4 CONTENIDO ARMÓNICO DE CORRIENTE**

*Se calcula sobre la base de índices que consideran el porcentaje de contenido armónico individual en la onda de corriente y el valor del TDD (Factor de Distorsión Total de la Demanda) de la carga conectada por los Agentes en los puntos de conexión. Para efectos de esta Regulación, se consideran las armónicas comprendidas entre la 2° y la 30°, incluyendo las mismas.*

*Los valores límites de contenido armónico, de TDD y más procedimientos para aplicación de límites, se regirán a lo indicado en la guía IEEE 519 Harmonic Control.<sup>29</sup>*

#### **1.3.2.5 BALANCE DE CORRIENTES**

*Se medirán en los puntos de conexión de los Agentes con los sistemas de transmisión, y se determinarán sobre la base del factor de desbalance de corrientes de carga de secuencia negativa MC2, dado por la siguiente relación:*

$$MC2 = CSN / CSP$$

---

<sup>28</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 003/08, numeral 3.5 Balance de Voltajes

<sup>29</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 003/08, numeral 3.6 Contenido armónico de corriente

*Siendo:*

*CSN Corriente de carga de secuencia negativa*

*CSP Corriente de carga de secuencia positiva*

*El factor de desbalance de corrientes no será superior al 3%.<sup>30</sup>*

### **1.3.2 .6 FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA**

El factor de potencia será considerado en función de los parámetros que establezca el CONELEC.

### **1.3.3 CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN Y CONEXIÓN**

*La Calidad de Servicio de Transmisión y de Conexión de cada una de las instalaciones de transmisión y puntos de conexión en el SNI, se evaluará semestralmente.*

*Es responsabilidad del Transmisor y de los Agentes, mantener actualizada la información estadística de indisponibilidad de sus instalaciones de transmisión y de campos de conexión, conforme los requerimientos establecidos por el CENACE.<sup>31</sup>*

El parámetro de calidad en este punto será considerado en base a la disponibilidad de las unidades que presente el Transmisor, mismas que deben mantener la información de manera actualizada a fin de cumplir con los requerimientos que el CENACE establece. Siendo el Transmisor y los agentes responsables directos de la disponibilidad de sus equipos e instalaciones.

---

<sup>30</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 003/08, numeral 3.7 Balance de corriente

<sup>31</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 003/08, numeral 4 Calidad del Servicio de Transmisión y Conexión

En este punto primordial de la calidad será considerado como elementos importantes a controlar los siguientes circuitos e instalaciones:

- Campos de conexión de los sistemas de transporte con Empresas Distribuidoras y Grandes Consumidores.
- Circuitos de líneas de transmisión que operan a voltajes mayores a 90 kV.
- Equipos de potencia para transformación de voltajes.
- Equipos de compensación capacitiva y reactiva para regulación de voltaje.

En la evaluación de los índices de indisponibilidades existen ciertas excepciones que podrán justificar la no disponibilidad de un equipo o instalación siendo estas por mantenimientos programados o solicitud de desconexión directa del CENACE, de igual forma serán justificadas en los casos fortuitos o desconexiones inferiores a un minuto entre otras.

#### **1.3.3.1 EVALUACIÓN DE LA CALIDAD.**

Para la evaluación de los eventos con el fin de determinar la calidad en el servicio es necesario que tanto el transmisor como los agentes posean en sus instalaciones los equipos necesarios para la supervisión y registro de fallas en sus puntos de conexión información que debe ser legible y estar disponible a fin de que el CENACE pueda acceder a ella en todo momento.

La determinación de indisponibilidad de un equipo o instalación será tomada en cuenta desde el momento en que la falla ocurre hasta que el CENACE ordena la reposición del sistema y este se encuentre levantado, para ello la ocurrencia de indisponibilidades sucedidas será controlada semestralmente ya sea éste contabilizado según el número de desconexiones u horas de indisponibilidad.

“Los controles de número de desconexiones e indisponibilidades, se harán semestralmente. Si el número de desconexiones u horas semestrales de indisponibilidad de una instalación de transmisión supera los límites de Calidad de

Servicio indicados en esta Regulación, se considera que el Transmisor ha incumplido con la misma.”<sup>32</sup>

### 1.3.3.2 INDISPONIBILIDAD DE INSTALACIONES.

*En el cálculo de las horas de indisponibilidad semestral de una instalación de transmisión, se toma en cuenta las siguientes indisponibilidades:*

- *La indisponibilidad parcial (IP), está asociada con las horas de disminución de su capacidad de transporte normal. Se calcula mediante la relación siguiente:*

$$IP = \sum_{i=1}^n T_i * \left[ 1 - \frac{CR_i}{CN} \right]$$

*Donde:*

*IP: Horas acumuladas de indisponibilidad parcial de la instalación.*

*i: Evento i-ésimo de indisponibilidad parcial.*

*n: Número total de indisponibilidades parciales en el período considerado.*

*Ti: Horas de indisponibilidad parcial de la instalación en el evento i-ésimo.*

*CRi: Capacidad reducida del elemento, asociada al evento i-ésimo.*

*CN: Capacidad efectiva de la instalación en condiciones normales de operación.*

---

<sup>32</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 003/08, numeral 4.2.3 Evaluación de la Calidad



- La Indisponibilidad Total (IT), se determinará sobre la base del tiempo de duración de las salidas de servicio o desconexiones:

$$IT = \sum_{i=1}^j T_i$$

Donde:

*IT:* Horas reales acumuladas de indisponibilidad total de la instalación.

*i:* Evento *i*-ésimo de indisponibilidad total.

*j:* Número de indisponibilidades totales en el período considerado.

*T<sub>i</sub>:* Horas de indisponibilidad total de la instalación en el evento *i*-ésimo.

La indisponibilidad de la instalación en el período semestral será, la suma de las indisponibilidades parciales y totales.<sup>33</sup>

Los límites establecidos para la indisponibilidad se registran en la siguiente tabla:

LÍMITES DE HORAS DE INDISPONIBILIDAD Y NÚMERO DE DESCONEXIONES SEMESTRALES		
TIPO DE INSTALACIÓN	HORAS INDISPONIBILIDAD	NÚMERO DESCONEXIONES
CAMPO DE CONEXIÓN	2	1
CIRCUITO TRANSMISIÓN 230 KV	4	2
CIRCUITO TRANSMISIÓN 138 KV	4	2
CAPACITOR Y REACTOR	2	1
TRANSFORMADOR	4	1

**Tabla No.6 - Límites de horas de indisponibilidad**

**Fuente:** REGULACIÓN No. CONELEC 003/08, numeral 4.3 Límites de Indisponibilidad

<sup>33</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 003/08, numeral 4.3 Indisponibilidad de Instalaciones

### 1.3.3.3 FACTOR DE CALIDAD DE SERVICIO.

*El Factor de Calidad de Servicio (FCS) considera las desconexiones (NIT) y las horas de indisponibilidad (IP, IT) semestrales, de cada una de las instalaciones de transmisión. El FCS se calcula con la siguiente expresión:*

$$FCS = 1 + \frac{IP + IT - LHI}{LHI} + \frac{NIT - NDP}{NDP}$$

*El segundo o tercer término de esta expresión, se considerarán solamente en los casos de que sus valores individuales sean positivos. En los casos de que estos dos términos sean negativos o ceros, el valor de FCS se considerará igual a cero.<sup>34</sup>*

La información que el CENACE obtenga deberá ser presentada al CONELEC en los meses de enero y julio para lo cual en caso de inconformidad por parte del transmisor o los agentes estos podrán apelar la información del informe presentado dentro de los primeros 5 días a fin de llegar a un acuerdo acerca del evento sucedido.

Para el cálculo de indisponibilidad de instalaciones será tomado en cuenta mediante la indisponibilidad parcial, la cual se encuentra asociada mediante las horas de disminución de su capacidad de transporte normal de energía, mientras que la indisponibilidad total se determinará sobre la base del tiempo de duración de las salidas de servicio o desconexiones.

## 1.4 REGULACIÓN No. CONELEC — 009/00

### “ÍNDICES DE GESTIÓN PARA ELABORACIÓN DE PLIEGOS TARIFARIOS”

Como un punto determinante corresponde el conocimiento de la verificación y base con que fueron elaborados los pliegos tarifarios que compensa el servicio eléctrico

---

<sup>34</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 003/08, numeral 4.5 Factor de Calidad de Servicio

que cada abonado recibe con la finalidad de equiparar si los costos que demandan el servicio garantizan la calidad del mismo, así:

“Que, en el literal b) del artículo 53 de la misma Ley, reformado mediante el artículo 62 de la Ley para la Promoción de la Inversión y de la Participación Ciudadana, se señala que los pliegos tarifarios serán elaborados sobre la base de la aplicación de índices de gestión establecidos mediante Regulación por el CONELEC, para empresas eficientes con costos reales”<sup>35</sup>

Con lo que se puede entender que para la elaboración de estos pliegos demanda una inversión de las empresas Distribuidoras a fin de que éstas sean eficientes en la entrega del servicio eléctrico.

#### **1.4.1 ÍNDICES DE GESTIÓN**

Para establecer los índices adecuados a fin de poder determinar el costo beneficio por un servicio eléctrico de calidad, la presente Regulación ha citado tres aspectos importantes desarrollados en base a la infraestructura que posee cada Distribuidor.

Así se prevé analizar:

- Activos en Servicio
- Gastos de Operación y Mantenimiento
- Perdidas Eléctricas

##### **1.4.1.1 ACTIVOS EN SERVICIO**

Este índice corresponde al valor de los activos que las empresas Distribuidoras presenten a fin de poder evaluar efectivamente que equipos o instalaciones se

---

<sup>35</sup> REGULACIÓN No. CONELEC 009/00

encuentran en operación y de aquellos que no lo estuvieren definir los correctivos a tomarse en cuenta.

Para ello se toma a relación el Art. 10 del Reglamento de Tarifas el cual expresa:

“Art. 10.- Valor Agregado de Distribución (VAD).- El Valor Agregado de Distribución (VAD) será obtenido para los niveles de subtransmisión, media tensión y baja tensión y su costo, en cada uno de ellos, tiene los componentes de costo de capacidad, administración, pérdidas y comercialización.”<sup>36</sup>

Con lo cual se establece el campo de aplicación para el presente artículo así como los costos que representan el entregar al abonado la energía eléctrica para su consumo.

#### **1.4.1.2 GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

Para la elaboración de gastos por operación y mantenimiento, el Distribuidor deberá realizar una evaluación de sus instalaciones las cuales deberán realizarse en cada etapa funcional a fin de poder determinar los costos que representan mantener operativos los servicios de Distribución eléctrica.

Basándose en el presente artículo del Reglamento de Tarifas eléctricas:

“Art. 9.- Costo Medio del Sistema de Transmisión.- Corresponde al costo de capacidad que se determina como la suma de los costos de inversión, depreciación, administración, operación, mantenimiento y pérdidas.”<sup>37</sup>

Es importante determinar el costo beneficio en base a la inversión realizada para cada uno de los puntos expuestos en el presente artículo.

---

<sup>36</sup> Codificación del Reglamento de Tarifas Eléctricas, Artículo # 10

<sup>37</sup> Codificación del Reglamento de Tarifas Eléctricas, Artículo # 9

### 1.4.1.3 PERDIDAS ELÉCTRICAS

La evaluación de los índices por pérdidas eléctricas corresponde a un análisis de las pérdidas que la energía eléctrica sufre desde el momento de su generación hasta que esta es entregada al abonado definido como pérdidas técnicas las cuales le serán reconocidas el Distribuidor de acuerdo al informe que éste presente. Estas pérdidas eléctricas pueden ser en la línea de transmisión o en su defecto a nivel de abonado lo que en la actualidad se conoce como Pérdidas No Técnicas o Pérdidas Negras que no son más que el uso no autorizado del servicio eléctrico, el cual lo realizan de manera artesanal evadiendo el medidor de energía convencional.

Este tipo de pérdidas No Técnicas es evaluado según lo establece el reglamento de tarifas en el artículo 12:

*Las pérdidas No Técnicas resultarán de la diferencia entre las pérdidas totales menos las pérdidas técnicas. Los límites admisibles para las pérdidas no técnicas en el cálculo de tarifas, serán fijados, previo correspondiente análisis técnico, y bajo su responsabilidad, el CONELEC, entidad que considerara dentro del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD), la incidencia de las inversiones e incrementos en costos que el Distribuidor realizará para cada período anual en el cumplimiento del programa de reducción de pérdidas no técnicas.<sup>38</sup>*

Con la finalidad de disminuir los costos por pérdidas no técnicas o pérdidas negras se están realizando estudios que aminoren dichos índices que no le son reconocidos al Distribuidor.

## 1.5 LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO (LRSE).

La ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) corresponde la base fundamental sobre la cual se basan todos los parámetros necesarios para un correcto manejo tanto en la Generación, Transmisión, Sub-transmisión, Distribución y Comercialización de

---

<sup>38</sup> Codificación del Reglamento de Tarifas Eléctricas, Artículo # 12.

la energía eléctrica. Esta posee alrededor de nueve capítulos los cuales han sufrido reformas o modificaciones a fin de ir mejorando el nivel de calidad con el cual se manejan los distintos niveles en la administración de la energía eléctrica.

De los nueve capítulos serán tomados a relación aquellos que se encuentran vinculados al sistema de Distribución sin hacer de menos aquellos que relacionen partes del sistema que afectan la energía que se entrega al abonado; siendo así en el capítulo sexto serán citados los artículos 34 y 35 por la importancia relevante que representan y textualmente dicen:

#### **1.5.1 “ARTICULO No. 34.- DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN.-**

*La distribución será realizada por empresas conformadas como sociedades anónimas para satisfacer, en los términos de su contrato de concesión, toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida.*

*El CONELEC otorgará la concesión de distribución, manteniendo un solo distribuidor por cada una de las áreas geográficas fijadas en el Plan Maestro de Electricidad.*

*En el contrato de concesión se establecerán los mecanismos de control de los niveles de calidad de servicio, tanto en lo técnico como en lo comercial, y de identificación de las mejoras de cobertura. En ningún caso el Estado garantizará la rentabilidad del negocio, ni establecerá tratamientos tributarios especiales o diferentes a los que rijan al momento de la celebración del contrato.<sup>39</sup>*

---

<sup>39</sup> Inciso agregado mediante Ley 2000-4 (Ley para la Transformación Económica del Ecuador) publicada en el Suplemento del Registro Oficial No.34 del 13 de marzo del 2000.

### **1.5.2 ARTICULO No. 35.- LIMITACIONES.-**

*Los distribuidores no podrán generar energía eléctrica, salvo la generación que resulte de equipamientos propios existentes al momento de entrada en vigencia la presente Ley, siempre y cuando se constituyan personas jurídicas diferentes e independientes para la operación de esa generación. Los generadores no podrán ni por sí ni por interpuestas personas transmitir ni distribuir energía eléctrica, salvo las excepciones previstas en esta Ley.*

*No obstante lo señalado en los párrafos anteriores, el CONELEC podrá autorizar a un generador, distribuidor o gran consumidor a construir a su exclusivo costo y para atender sus propias necesidades una red de transmisión, con la finalidad de entregar energía al sistema de transmisión o recibir energía directamente de un generador, respectivamente, para lo cual el CONELEC establecerá las modalidades y forma de operación.”*

## **CAPITULO 2**

### **CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO ENTREGADO AL ABONADO.**

#### **2.1 DESCRIPCIÓN DE LA CALIDAD Y SUS ELEMENTOS.**

Para definir la calidad de un producto o un servicio es muy importante saber hacia qué grupo se debe orientar, teniendo muy en cuenta que es distinto hablar de calidad para un usuario en un sector bastante alejado como hablar de calidad en un sector con una alta densidad poblacional considerados en la distribución de un servicio eléctrico.

Si se define a la calidad como una mejora continua de todos los procesos que conlleven a obtener un producto o un servicio de condiciones óptimas para el abonado, se hace imprescindible el analizar cada punto por más simple que parezca con el fin de obtener un servicio de calidad generalizado en función de cumplir con todos los aspectos que garanticen la entera satisfacción de los clientes, en este caso abonados.

Para ello no sería considerable delimitar a un cierto grupo por mayor o menor importancia que este posea para garantizar un servicio confiable, ya que bastaría con establecer una sola norma de calidad que ofrezca todos estos beneficios sin discriminación alguna; pero en la realidad la situación es muy diferente si enfocamos el tema desde el punto de vista que para ciertos abonados un servicio de calidad puede ser considerado como el simple hecho de recibir el servicio sin importar las condiciones en que se entregue la energía, mientras que para otros abonados es muy importante determinar en qué condiciones llegó el suministro eléctrico a fin de poder establecer parámetros de seguridad en su negocio para no sufrir pérdidas considerables.



Para esto se puede considerar dos conceptos a fin de comprender la calidad, y estos son:

1. “Calidad significa aquellas características del producto que se ajustan a las necesidades del cliente y por lo tanto lo satisfacen”<sup>40</sup>
2. “Calidad significa ausencia de deficiencias: ausencia de errores que requieran rehacer el trabajo o que resulten en fallos en operación”<sup>41</sup>

Al analizar el contenido que maneja cada uno de estos conceptos se debe enfocar desde dos puntos de vista como son: la calidad a un mayor costo y la calidad a un menor costo, sería fácil comprender que un servicio o producto de mejor calidad implica una mayor inversión lo cual no siempre es muy aceptable por el consumidor, para ello es importante conocer lo que implica la ausencia de deficiencias o errores en un proceso llevándolo a una calidad de menor costo.

### **2.1.1 ELEMENTOS BÁSICOS DE LA CALIDAD.**

Al hablar de calidad de un servicio o un producto dependerá mucho del valor de uso que el abonado le dé a éste considerando que en cada caso existirá un parámetro diferente a evaluar para establecer si el servicio o producto recibido fue o no de la calidad esperada.

Por lo que para entender mejor a la calidad se hace importante establecer ciertos elementos básicos a fin de poder delimitar los mismos en función de cada necesidad y determinar lineamientos comprensibles para llegar a un fin específico, para ello se han establecido los siguientes elementos expresados como fundamentales para establecer un proceso de calidad:

---

<sup>40</sup> Manual de Calidad de Juran, 5ta edición, Joseph M. Juran, A. Blanton Godfrey , Volumen 1.

<sup>41</sup> Ibídem.

- Planificación
- Fiabilidad
- Confiabilidad
- Control

#### **2.1.1.1 PLANIFICACIÓN.**

Al hablar de la planificación es muy importante tomar en cuenta el análisis financiero en función de los costos que representarán el obtener un producto o servicio de calidad en un determinado plazo que por lo general es realizado de manera anual.

En este punto se deben plantear las metas, la visión a futuro y los alcances que se desea obtener con los recursos invertidos en función de mejorar los procesos que conlleven a un servicio altamente confiable; se deberán determinar a través de índices el nivel de satisfacción que el cliente o usuario espera llegar a obtener.

Lo que busca la planificación es el equilibrio que debe existir entre el costo que representa al distribuidor mantener un buen nivel calidad así como el que el abonado tiene que asumir por factores atribuibles a la calidad de la energía eléctrica recibida, siempre con una tendencia a minimizar los mismos.

#### **2.1.1.2 FIABILIDAD.**

“La fiabilidad se define frecuentemente como la probabilidad de que un sistema, vehículo, máquina, instrumento u otro producto cumpla con su función deseada bajo condiciones operativas específicas, dentro de un periodo de tiempo especificado.”<sup>42</sup>

El plantear la fiabilidad que tendría un determinado proceso a fin de establecer un límite de pruebas a las que deban remitirse para alcanzar el nivel de calidad esperado es lo que nos expresa el concepto indicado; la fiabilidad nos da el lineamiento básico

---

<sup>42</sup> Manual de Calidad de Juran, 5ta edición, Joseph M. Juran, A. Blanton Godfrey , Volumen 3

para verificar si determinadas acciones tomadas en un proceso nos llevarán a un producto con una confiabilidad elevada.

#### **2.1.1.3 CONFIABILIDAD.**

Al hablar de confiabilidad de un equipo o sistema se hace referencia al conjunto de propiedades que indican que este se encuentra totalmente disponible a fin de que pueda cumplir con su función específica sin presentar perturbaciones, cambios o posibles problemas que puedan afectar su fin productivo.

Para ello la confiabilidad se apoya en factores muy importantes como son: la fiabilidad, mantenibilidad y controles de mantenimiento programados, los cuales ayudan a eliminar posibles fallas que pudieran ocurrir en un momento imprevisto y afecten la planificación establecida.

#### **2.1.1.4 CONTROL.**

La etapa de control comprende el análisis y la evaluación de los resultados obtenidos en una determinada etapa del proceso, estado que permitirá definir si los resultados obtenidos al momento de la evaluación están acordes a las metas planteadas en la etapa de planificación.

En la etapa de control podremos corregir posibles fallas o reestructurar a fin de eliminar en su totalidad las pérdidas o deshechos innecesarios.

Estos cuatro elementos permitirán mantener un determinado proceso de calidad dentro de los parámetros establecidos a fin de obtener los resultados esperados, lo cual tiende a ser beneficioso tanto para el usuario como para el empresario.

El obtener un producto final de calidad es una filosofía de cambio que involucra tanto al recurso más simple que puede utilizar cualquier empresa ya sea esta de generación, transmisión o distribución, así como el más complejo estándar con la finalidad de cubrir necesidades a un costo considerable de inversión.

Para referirse a una empresa eléctrica distribuidora se debe definir al Distribuidor como el empresario, al abonado como usuario del servicio entregado y la calidad del

producto se verá reflejada en los parámetros de energía confiable que es capaz de entregar para satisfacer la necesidad de un servicio indispensable.

De esta manera será posible medir el nivel de calidad que mantiene el distribuidor para con el servicio prestado lo cual será analizado con un mayor énfasis en los siguientes capítulos.

### **2.1.2 NORMATIVA INTERNACIONAL QUE RIGE LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN.**

Los bajos niveles de calidad que se han mantenido en algunos países de Latinoamérica en función de la calidad de energía que es entregada al abonado han ocasionado que en la actualidad se busquen medidas que garanticen un servicio óptimo de energía eléctrica confiable y dentro de parámetros aceptables para su uso.

Con esta realidad que lleva muchos años en países como: Ecuador, Chile Colombia, Uruguay, Paraguay y España han acogido desde el enfoque de compensaciones al abonado o multas según sea el caso ciertas medidas regulatorias que conlleven a una mejora progresiva de este servicio.

En la siguiente tabla se puede verificar las medidas tomadas años atrás por estos países para garantizar la calidad del servicio eléctrico en Distribución.

<b>PAÍS</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
<b>Ecuador</b>	Existe un proyecto que compensaría la mala Calidad en función de la gravedad del desvío de los límites
<b>Chile</b>	Se aplican multas: Gravísimas hasta 5´000.000; graves hasta 2´500.000 y leves hasta 250.000 USD
<b>Colombia</b>	Se determinan compensaciones, cuando se sobrepasa los límites para los tiempos y duración de las interrupciones, para lo cual se utiliza algunos parámetros como: los límites máximos y el precio de la Energía No Suministrada (158.51 USD/MWh)
<b>Uruguay</b>	No está aprobado el Reglamento de Calidad del Servicio
<b>Paraguay</b>	No existe normativa de penalizaciones
<b>España</b>	Se determinan compensaciones, cuando se sobrepasa los límites para los tiempos y duración de las interrupciones

**Tabla No.7- Proyectos de compensación para la mejora de la calidad**

**Fuente:** Informe del Grupo de Trabajo CIER –08 “Regulación de Mercados Eléctricos”, 2003.

Estos datos tomados de un análisis realizado en el año 2003 por la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), fueron parte de un proceso que en la actualidad aún continúa en busca de mejoras con la finalidad de alcanzar los niveles planteados para la calidad del servicio eléctrico.

Para llegar a estas medidas es necesario revisar las diferentes normas internacionales que rigen los parámetros técnicos que son base fundamental para el establecimiento de las regulaciones que controlaran la distribución de energía eléctrica.

*El manejar o estandarizar ciertos productos o servicios es una manera viable que muchos países han adoptado en función de mejorar el servicio que ofrecen, es así que en el año de 1884 el American Institute of Electric Engineers (AIEE) comienza sus actividades en busca de especificaciones normalizadas para el crecimiento de la industria eléctrica lo cual establece los primeros parámetros normalizados para ciertos materiales eléctricos; estudios que permitieron en la actualidad contar con las siguientes normas establecidas, de las cuales se pueden citar:<sup>43</sup>*

- National Electrical Code (NEC)
- American National Standards Institute (ANSI)
- National Electrical Manufacturers Association (NEMA)
- The Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. (IEEE)

Dentro de las normas europeas más conocidas se encuentran:

- DIN, normas Alemanas generales, dentro de las cuales las normas VDE se dedican a los equipos eléctricos (Verband Deutscher Elektrotechniker)
- British Standard (BS)
- Union Technique d' Electricité (UTE)
- International Electrotechnical Comisión (IEC)

Es así que en el Ecuador hasta el año de 1996, año en el cual se publica la Ley de Régimen del sector Eléctrico la normativa jurídica que regulaba todo lo que

---

<sup>43</sup> [http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria\\_electronica\\_y\\_electronica/normaselectricas](http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria_electronica_y_electronica/normaselectricas)

comprende el sector eléctrico como son: generación, transmisión, distribución y comercialización; estaban basados en la ley básica de electrificación permitiendo la creación de monopolios naturales en la utilización de los recursos del estado para satisfacer necesidades propias de cada empresa mediante la generación eléctrica.

En la actualidad y con la creación del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) y mediante Resolución No. 0116/01 esta institución pone en vigencia la normativa para la Regulación de Calidad en el Servicio Eléctrico de Distribución mediante la Regulación No. CONELEC 004/01; a ser implantada en nuestro país como parte del estudio realizado con la finalidad de establecer parámetros que permitan mejorar la calidad de energía entregada al abonado.

Esta actual manera de controlar el funcionamiento de las empresas distribuidoras ha obligado en muchos de los casos a mejorar su infraestructura a fin de poder cumplir con los índices establecidos en la Regulación No. CONELEC 004/01.

Es así como dentro del compendio internacional de normalización se establecen parámetros de calidad de acuerdo a la realidad actual de cada país los cuales modifican el funcionamiento habitual de los métodos de control utilizados para garantizar una energía eléctrica confiable y fomentando la utilización de nueva tecnología como son los sistemas Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) para el monitoreo y supervisión de los parámetros de una red eléctrica de potencia.

#### **2.1.2.1 NORMAS INTERNACIONALES RELACIONADAS CON LA CALIDAD DE ENERGÍA.**

De las diferentes normas internacionales que fundamentan los aspectos para la calidad de energía en el servicio eléctrico se pueden citar las siguientes:

- IEC (Norma 61000-1-1).- “La compatibilidad electromagnética es la capacidad de un dispositivo, equipo o sistema para funcionar satisfactoriamente en su entorno electromagnético, sin introducir perturbaciones electromagnéticas intolerables a ningún otro dentro de aquel

entorno”<sup>44</sup>. Lo cual expresa la responsabilidad de prever la adecuada protección de manera que los dispositivos o aparatos cuyo desempeño pueda ser degradado por perturbaciones electromagnéticas no se vea afectado.

- IEC” (Norma 61000-4-30) “Esta parte de la norma IEC 61000-4 define los métodos para la medición e interpretación de los resultados de parámetros de calidad de energía en corriente alterna 50/60 Hz de suministro de sistemas de energía.”<sup>45</sup> Esta norma es un estándar IEC que explica exactamente cómo los instrumentos de calidad de la energía debería funcionar, define los algoritmos de medición correcta de los instrumentos de calidad de la energía; entre los parámetros más importantes incluyen: Frecuencia de la energía Magnitud de la tensión de alimentación, parpadeo, interrupciones de voltaje, armónicos, entre otros.
- UNE-EN (50160).- “La norma UNE-EN 50160 publicada en enero del 2001 es la versión oficial de la norma europea EN 50160 publicada por CENELEC en noviembre de 1999. Los miembros de CENELEC están sometidos al reglamento interior de CEN/CENELEC que define las condiciones dentro de las cuales debe adoptarse sin modificación la norma europea como norma nacional”<sup>46</sup>. Esta norma europea define, describe y especifica las características principales de la tensión en los terminales de usuario de la red de suministro de tensión en redes de baja, media y alta tensión de las redes de corriente alterna en condiciones normales de funcionamiento.
- IEEE” (Norma 1159-1995).- Esta norma plantea métodos aplicados al monitoreo de la calidad de potencia eléctrica en sistemas monofásicos y polifásicos de corriente alterna.
- IEEE (Norma 1100-1995).- Esta norma representa la práctica recomendada IEEE para Alimentación y conexión a tierra de equipos electrónicos para lo

---

<sup>44</sup> Norma IEC 61000-1-1

<sup>45</sup> IEC 61000-4-30

<sup>46</sup> Guía de Calidad de Energía , Leonardo Power Quality Initiative

cual recomienda el diseño, instalación y mantenimiento de las prácticas de alimentación eléctrica y conexión a tierra (incluyendo la seguridad y control del ruido).

- IEEE (Norma 519).- El fin que establece la presente norma es el de recomendar los límites adecuados en la distorsión armónica según dos criterios distintos, específicamente:

1.- Existe una limitación sobre la cantidad de corriente armónica que un consumidor puede inyectar en la red de distribución eléctrica.

2.- Se establece una limitación en el nivel de voltaje armónico que una compañía de distribución de electricidad puede suministrar al consumidor.

- IEEE (Norma 61698-1).- “La serie IEC 61968 está destinada a facilitar la integración entre aplicaciones, en lugar de la integración dentro de la aplicación, de los distintos sistemas distribuidos de software de aplicaciones de apoyo la gestión de redes de servicios públicos de distribución eléctrica.”<sup>47</sup>; Con la presente norma se trata de establecer delineamientos que permitan la integración de aplicaciones que puedan ser manejadas en red e interoperables entre el distribuidor, los entes reguladores y de control.

Este grupo de normas han sido pilar fundamental para la creación de las diferentes regulaciones establecidas en los diferentes países tanto de Latinoamérica como Europa que varían de acuerdo a la realidad actual de cada uno de ellos; pero siempre manteniendo el contexto desde tres puntos principales para su estudio como son:

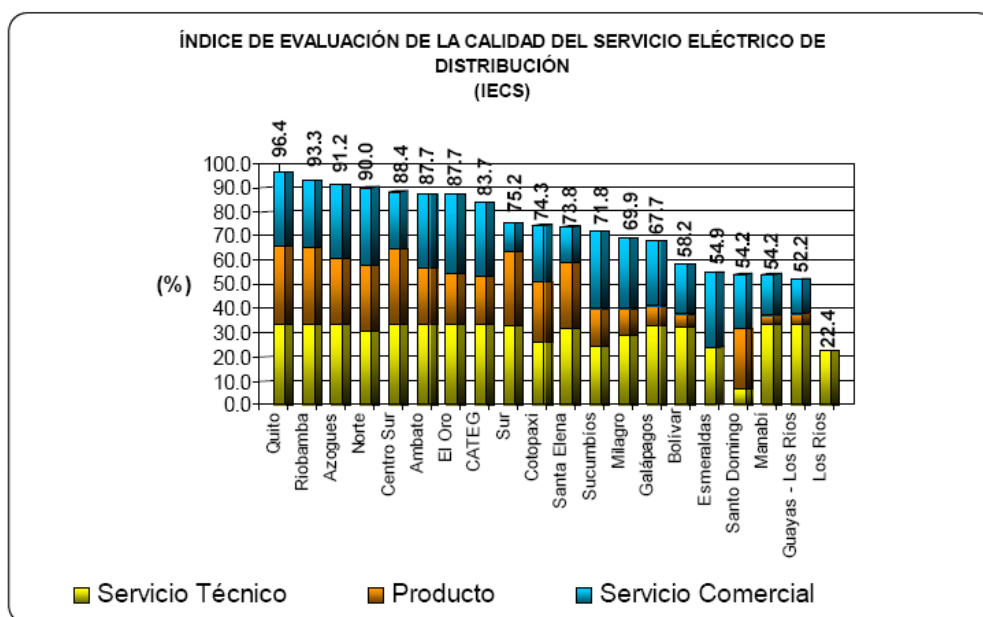
- La calidad del Producto
- La calidad del servicio técnico
- La calidad del servicio comercial

---

<sup>47</sup> IEEE NORMA 61698-1 ; Integración de aplicaciones en empresas eléctricas, Sistema de interfaces para la gestión de la distribución

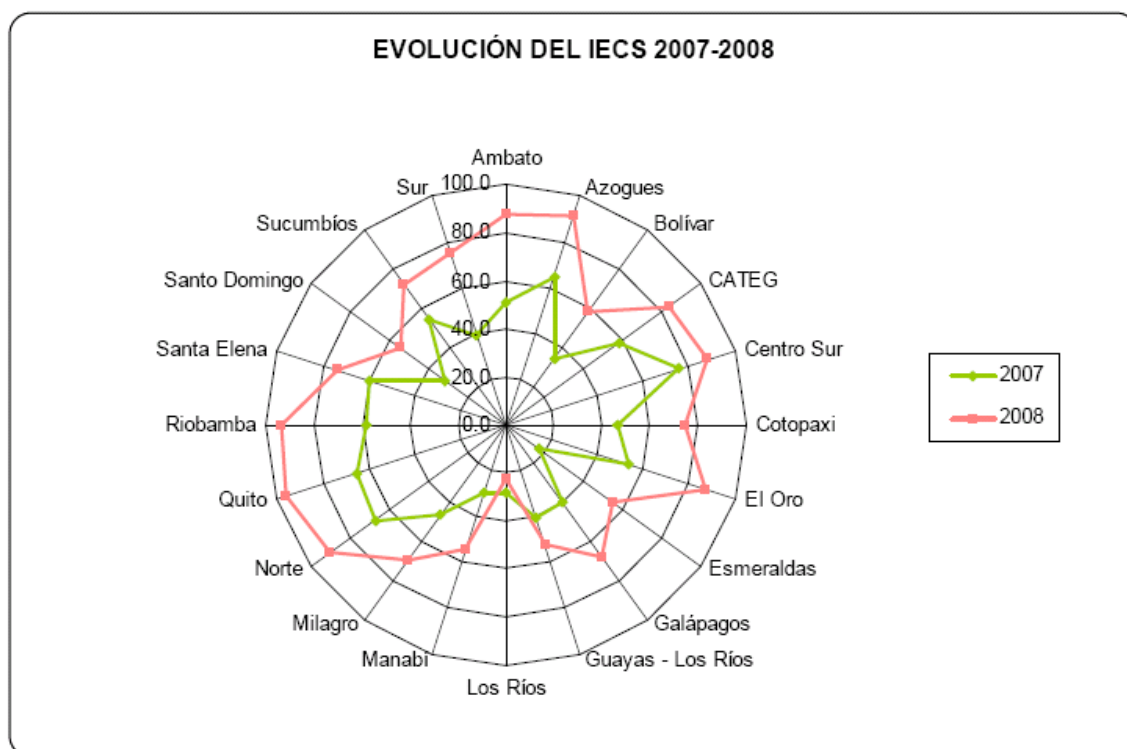


Los cuales para el Ecuador se especifican puntualmente en la Regulación No. CONELEC 004/01 a fin de ser acatadas por cada Distribuidor que en los últimos años ha sido un proceso continuo de adaptación desde el año 2001 en que fue aprobada la Regulación hasta el año 2008 en donde se pueden verificar los siguientes resultados como parte de evaluación del cumplimiento de lo que la Regulación establece en sus tres puntos técnicos para analizar la calidad del servicio entregado al abonado.



**Figura No.1- Índice de evaluación de calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.**  
**Fuente:** Informe del estado de cumplimiento de la Regulación No. CONELEC 004/01

Como se puede observar en la figura No.1 más del 50% de las empresas distribuidoras del Ecuador aun no se adaptan en su totalidad a la Regulación lo cual ocasiona que el cumplimiento de los índices sea más bajo del normal generando molestia para el abonado por la mala calidad de energía entregada, no así si se compara con los resultados obtenidos en el año 2007, es posible observar que para el año 2008 se han presentado avances ya sea en mayor o menor grado que muestran como los distintos distribuidores han mejorado en el cumplimiento de la Regulación como se lo observa en la figura No.2.



**Figura No. 2- Índice de evaluación de calidad del Servicio Eléctrico 2007-2008.**  
**Fuente:** Informe del estado de cumplimiento de la Regulación No. CONELEC 004/01

## 2.2 CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES EN LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Dentro del manejo que se le ha dado a la calidad de energía, la diferencia que hoy en día persiste se basa en la importancia que se le da a la calidad del producto obtenido como es el suministro eléctrico; es fácil de comprender y hablar de calidad años atrás cuando la simple necesidad de obtener un servicio eléctrico era suficiente para que la mayoría de aparatos eléctricos pudiera operar con normalidad, solo en el caso de pocas empresas industriales con procesos algo delicados obligaban a los empresarios a utilizar centinelas que verifiquen constantemente el continuo servicio eléctrico entregado a fin de no tener pérdidas considerables.

El hablar de calidad no solo es un tema que se ha tomado recientemente sino desde que se empezó a realizar el primer sistema de alumbrado público en EEUU, claro que en ese tiempo se hablaba de continuidad de servicio por motivos económicos; en la actualidad la calidad del producto que se ofrece es con referencia a su forma de onda,

frecuencia en vista del uso de la electrónica dado que los equipos son mucho más sensibles hoy en día y necesitan una mayor protección.

Es por esto que con el continuo avance de la tecnología y con ello de la electrónica en la fabricación de elementos digitales y procesadores ha ocasionado que cada día los niveles aceptables de energía entregada al abonado deban ser más confiables siendo esta la causa principal de que los antiguos estándares de energía vayan siendo desechados y se establezcan nuevos parámetros que permitan definir un servicio eléctrico de calidad; hoy en la actualidad en cada hogar se puede verificar que al menos uno de cada 10 artefactos posee un microcontrolador electrónico que depende de parámetros específicos de energía para trabajar eficientemente y así poder garantizar su optima operación.

En función de la calidad de potencia que en los últimos años se asocia a una amplia variedad de fenómenos electromagnéticos existentes en los sistemas eléctricos de potencia, referimos a la calidad de las señales de voltaje y corriente, manejando hoy en día conceptos de continuidad o confiabilidad del servicio de energía eléctrica para garantizar un servicio de calidad al abonado.

Sin embargo, el manejar un término global como calidad de energía dependerá mucho de lo que para el abonado represente así como sea representada por el distribuidor para su optimo cumplimiento, por lo que se analizará más adelante varias características y factores que afectan la calidad con el fin de obtener una perspectiva mucho más clara.

Es así que dentro del contexto y normalización Europea se establece según el RD 1995/2000 creado para la Regulación de la Calidad del Servicio Eléctrico en España, país en el cual se considera: “La calidad de servicio como el conjunto de características, técnicas y comerciales, inherentes al suministro eléctrico exigibles por los sujetos, consumidores y por los órganos competentes de la Administración.”<sup>48</sup> Y definiendo tres aspectos muy importantes a considerar como son:

---

<sup>48</sup> Ministerio de Industria, Turismo y Comercio del Gobierno de España, [www.mityc.es/energia/electricidad/CalidadServicio](http://www.mityc.es/energia/electricidad/CalidadServicio).

- Continuidad del suministro eléctrico, relativo al número y duración de las interrupciones del suministro.
- Calidad del producto, relativa a las características de la onda de tensión.
- Calidad en la atención y relación con el cliente, relativa al conjunto de actuaciones de información asesoramiento, contratación, comunicación y reclamación.

Los cuales son presentados como los índices más representativos en la medición de la calidad y que como pudo observarse en la figura No. 2 En el Ecuador las distintas empresas distribuidoras se encuentran dentro de un proceso evolutivo de adaptación y cumplimiento a fin de garantizar un servicio de calidad

## **2.3 ÍNDICES DE MEDICIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO**

Estos índices se presentan como el resultado de la búsqueda del producto entregado al abonado, su servicio de entrega y atención brindada en la prestación del servicio por cada agente Distribuidor.

### **2.3.1 CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO**

Dentro de la continuidad del suministro se ha considerado importante analizar las diferentes causas u orígenes de las interrupciones, a efectos de realizar una clasificación de las mismas que permita dar las soluciones para mejorar la confiabilidad del suministro.

Siendo este uno de los parámetros más evidentes para el abonado se lo relaciona con la calidad de servicio técnico en función de que es referente a la duración de las interrupciones así como la frecuencia con que se producen estas. Este es uno de los puntos más críticos que el abonado ha podido percibir de manera sencilla y tal vez el de mayor afectación hasta hace algunos años ya que en función de ello se manejaba la calidad de energía basándose simplemente en la entrega del fluido eléctrico al abonado sin interrupción alguna.

En función de este nuevo parámetro se puede encontrar que: “La continuidad toma en consideración solo las interrupciones mayores a tres minutos”<sup>49</sup>, siendo estas en su mayoría provocados por situaciones o condiciones independientes del sistema de distribución eléctrica ya sea por factores ambientales, u otros los cuales deben poseer una reposición automática del servicio.

### **2.3.1.1 CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES**

Para analizar desde un enfoque más puntual se puede clasificar este tipo de interrupciones como:

- Interrupciones Internas
- Interrupciones Externas

#### **2.3.1.1.1 INTERRUPCIONES INTERNAS**

Las interrupciones internas pueden ser consideradas como aquellas que por su naturaleza la afectación al servicio se origina debido a las fallas que puede presentar el sistema eléctrico, lo cual permite un punto de análisis más claro y puntual el momento de la reposición del servicio dado que el sistema que origina la falla en muchos de los casos es quien trata de corregirlo automáticamente a través de sus dispositivos de protección.

Este tipo de interrupciones pueden ser programadas por la empresa que entrega el servicio siendo su origen motivo para un mejoramiento de sistema a fin de evitar un posible fallo futuro que pueda causar una mayor afectación hacia el abonado; o de igual manera estas pueden no ser programadas causando un riesgo que no es posible manejarlo dentro de los tiempos permitidos a fin de poder garantizar el suministro de energía.

---

<sup>49</sup> Norma IEEE 1159 (1995)

### 2.3.1.1.2 INTERRUPCIONES EXTERNAS

Se denominan interrupciones externas aquellas que son causadas por agentes distintos al proveedor del servicio eléctrico, siendo estos atribuibles en algunos casos ha: otras distribuidoras, al transmisor, al generador, por condiciones de energía entregada al distribuidor, factores ambientales o condiciones de riesgo.

Sin que esto exima la responsabilidad del distribuidor de entregar un servicio de calidad al abonado, sin embargo permite al distribuidor presentar una apelación al ente regulador a fin de evitar posibles sanciones por no cumplir con los índices establecidos y definir el nivel de responsabilidad que pudo tener en un tipo de interrupción según lo presentado.

En un análisis realizado se puede observar en las siguientes tablas la estadística de los tres últimos años en función de todas las interrupciones ocurridas dependiendo del tipo de causa que las hayan originado, analizados para la Empresa Eléctrica Quito S.A.

NUMERO DE INTERRUPCIONES									
	MESES	INTERNAS		EXTERNAS					
		PROGRAMADAS	NO PROGRAMADAS	Otra Distribuidora	Transmisor	Generador	Restricción de carga	Baja Frecuencia	Otras
2008	ENERO	51	122	0	0	0	0	0	0
	FEBRERO	92	291	0	0	0	0	23	0
	MARZO	124	402	0	0	0	6	23	0
	ABRIL	149	543	0	23	0	0	6	0
	MAYO	202	698	0	23	0	0	13	0
	JUNIO	251	903	0	0	0	13	23	0
	JULIO	251	903	0	0	0	13	23	0
	AGOSTO	300	1021	0	0	0	13	59	0
	SEPTIEMBRE	335	1157	0	96	0	0	29	3
	OCTUBRE	371	1271	0	0	0	29	96	3
	NOVIEMBRE	404	1356	0	1	0	11	4	0
	DICIEMBRE	419	1481	0	0	0	29	131	3
	TOTAL	2949	10148	0	143	0	114	430	9
	TOTAL GEN.	13097		696					

Tabla No.8- Número de Interrupciones para la EEQSA-Año-2008.

Fuente: CONELEC

NUMERO DE INTERRUPCIONES									
2009	ENERO	39	186	0	308	0	7	0	0
	FEBRERO	58	291	0	308	0	7	0	0
	MARZO	98	428	0	308	0	7	2	1
	ABRIL	131	549	0	308	0	11	2	1
	MAYO	190	677	0	308	0	11	13	1
	JUNIO	227	759	0	308	0	11	13	1
	JULIO	256	853	0	308	0	11	13	1
	AGOSTO	274	956	0	308	0	11	13	1
	SEPTIEMBRE	312	1096	0	308	0	11	13	1
	OCTUBRE	337	1202	0	308	0	48	13	1
	NOVIEMBRE	359	1312	0	308	0	1867	13	1
	DICIEMBRE	382	1412	0	308	0	3651	13	1
	TOTAL	2663	9721	0	3696	0	5653	108	10
	TOTAL GEN.	12384			9467				

**Tabla No.9- Número de Interrupciones para la EEQSA-Año-2009.**

**Fuente:** CONELEC

NUMERO DE INTERRUPCIONES									
2010	ENERO	26	155	0	0	0	795	0	0
	FEBRERO	50	233	0	0	0	795	0	0
	MARZO	69	303	0	0	0	795	0	0
	ABRIL	95	517	0	0	0	795	0	0
	MAYO	127	614	0	0	0	795	0	0
	JUNIO	180	700	0	0	0	795	0	0
	JULIO	208	817	0	0	0	795	0	0
	AGOSTO	230	921	0	0	0	795	0	0
	SEPTIEMBRE	282	1016	0	0	0	795	0	0
	OCTUBRE	298	1188	0	0	0	795	0	0
	NOVIEMBRE	319	1289	0	0	0	795	0	0
	DICIEMBRE	353	1369	0	0	0	795	0	0
	TOTAL	2237	9122	0	0	0	9540	0	0
	TOTAL GEN.	11359			9540				

**Tabla No.10- Número de Interrupciones para la EEQSA-Año-2010.**

**Fuente:** CONELEC

Entre las causas más comunes para las interrupciones presentadas se puede encontrar las siguientes:

- Desconexión automática, líneas de 6.3 Kv, por equipamiento, materiales y accesorios debido al deterioro de los mismos por envejecimiento.
- Desconexión automática, líneas de 6.3 Kv, por materiales llevados por el viento, como es el caso de las cometas.
- Desconexión manual, líneas de 6.3 Kv, interrupciones programadas propias no clasificadas, por transferencias de carga.

- Desconexión manual, líneas de 6.3 Kv, debido a maniobras para la localización de fallas y/o tentativas de restablecimiento de servicio.
- Desconexión manual, líneas de 22 Kv, interrupciones programadas para reparaciones (Mantenimiento Correctivo).
- Desconexión automática, líneas de 22 Kv, debido a inconvenientes con aves.
- Desconexión automática, líneas de 22 Kv, debido a inconvenientes con árboles.
- Desconexión automática, líneas de 22 Kv, debido accidentes de tránsito.
- Desconexión automática, líneas de 22 Kv, debido a descargas atmosféricas (Rayos).

Estas son consideradas entre otras como las causas principales de interrupción del servicio eléctrico en nuestro medio lo cual ha ocasionado en algunos casos graves percances a fin de restablecer el suministro de energía que en ocasiones se vuelve más complicado de lo planificado.

Sin embargo el restablecimiento del servicio debe contar con la premura que lo amerita a fin de que el mismo no afecte la calidad de energía en lo que respecta a la Calidad del Servicio Técnico

### **2.3.1.2 ÍNDICES APLICADOS PARA LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO**

Basándose en la Regulación española, los índices que determinan la continuidad del servicio o suministro eléctrico se fundamentan en dos aspectos como son:

- **Tiempo.-** determina la duración que posee una interrupción del suministro eléctrico
- **Frecuencia.-** determina el número de interrupciones que pueden ocurrir en un determinado tiempo



Es así que para estos dos parámetros establecidos se han determinado dos índices que permitirán definir el nivel de cumplimiento con la Regulación de calidad que posee el regulador en base a las interrupciones presentadas.

**TIEPI:** es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión (1 kV R V « 36 kV).

Este índice se define mediante la siguiente expresión:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k P_{Ii} \cdot H_i}{\sum P_I}$$

Donde:

$\sum P_I$  = suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

$P_{Ii}$  = potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción «i» de duración  $H_i$  (en kVA).

$H_i$  = tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia  $P_{Ii}$  (en horas).

$K$  = número total de interrupciones durante el período considerado.

**NIEPI:** es el número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión (1 kV R V « 36 kV).

Este índice se define mediante la siguiente expresión:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i}{\sum PI}$$

Donde:

$\sum PI$  = suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

$PI$  = potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción «i» (en kVA).

$K$  = número total de interrupciones durante el período considerado.

Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del NIEPI serán las de duración superior a tres minutos.<sup>50</sup>

**El Percentil 80 del TIEPI:** Corresponde al valor del TIEPI que no es superado por el 80 % de los municipios del ámbito provincial definidos.

Estos dos índices que determinan la continuidad del servicio eléctrico según lo establece la Regulación española, corresponden a los índices de tiempo y frecuencia que verifican la calidad del Servicio Técnico en la Regulación No. CONELEC 004-01 expresados en el capítulo 1.

Su equivalencia estaría representada de la siguiente manera:

REGULACIÓN No. CONELEC 004/01 ( ECU)		REAL DECRETO 1955/2000 (ESP)	
FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN	(FMIK)	NÚMERO DE INTERRUPCIONES EQUIVALENTES DE LA POTENCIA INSTALADA	(NIEPI)
TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN	(TTIK)	TIEMPO DE INTERRUPCIÓN EQUIVALENTE DE LA POTENCIA INSTALADA	(TIEPI)

**Tabla No.11- Comparación de Índices Regulación Ecuatoriana y Europea.**

**Fuente:** El Autor

<sup>50</sup> REAL DECRETO 1955/2000 del 1 de diciembre, España

### 2.3.1.2.1 LÍMITES ESTABLECIDOS PARA LOS ÍNDICES EN LA CONTINUIDAD DE SERVICIO

Para los índices que establece la Regulación Española, esta presenta los siguientes límites que el Distribuidor deberá acoger a fin de cumplir con lo establecido:

	TIEPI (horas)	Percentil 80 del TIEPI (horas)	NIEPI (número)
Zona urbana	1,5	2,5	3
Zona Semiurbana	3,5	5	5
Zona rural concentrada	6	10	8
Zona rural dispersa	9	15	12

**Tabla No.12-Límites de Continuidad del Servicio**

**Fuente:** REAL DECRETO 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007. (BOE 30-12-2006)

### 2.3.1.3 ÍNDICES DE MEDICIÓN DE LA CONTINUIDAD EN FUNCIÓN DE OTROS FACTORES

Como ya se ha mencionado en el tipo de interrupciones estas pueden ser generados por el distribuidor o agentes externos los cuales no pueden ser atribuibles a este, por este motivo se ha considerado analizar lo distintos índices que regulan la continuidad del servicio eléctrico en función de los demás elementos de una red de distribución como son:

- Índices en base a potencia
- Índices basado en clientes o abonados
- Índices en base a energía

### 2.3.1.3.1 ÍNDICES EN BASE A POTENCIA

- **Average System Interruption Frequency Index (ASIFI):** Expresado en número de interrupciones y se lo calcula sobre la base de la potencia conectada (demanda o carga conectada) al sistema o red global de distribución.

$$ASIFI = \frac{\text{Potencia conectada interrumpida (KVA)}}{\text{Potencia Total conectada (KVA)}}$$

- **Average System Interruption Duration Index (ASIDI):** Expresado en horas y se lo calcula sobre la base de la potencia conectada (demanda o carga conectada) al sistema o red global de distribución.

$$ASIDI = \frac{\text{Potencia Interrumpida (KVA)} * \text{horas interrumpidas}}{\text{Potencia Total Conectada (KVA)}}$$

- **Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Demandada (TIEPED):** Expresado en minutos y equivale al tiempo que no se ha podido alimentar la potencia demandada en una zona o área determinada. Este índice es aplicable a medio o alto voltaje.<sup>51</sup>

$$TIEPED = \frac{\text{Potencia Demandada Interrumpida (KVA)} * \text{Minutos Interrumpidos}}{\text{Potencia Demandada (KVA)}}$$

### 2.3.1.3.2 ÍNDICES BASADOS EN CLIENTES O ABONADOS

---

<sup>51</sup> Rivier Abbad , Calidad del Servicio , Regulación y Optimización de Inversiones, Tesis Doctoral Madrid 1999

- **Número de Interrupciones por abonado (NIA).**- *System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) corresponde al número de interrupciones por abonado durante un año, en algunos casos expresado como frecuencia de Interrupción Equivalente (FIE) .*

$$FIE = \frac{\text{Suma de Interrupciones por abonado}}{\text{Número total de abonados}} = SAIFI$$

- **Tiempo de Interrupción equivalente en baja tensión (TIEB).**- *System Average Interruption Duration Index (SAIDI), Este índice es referido al tiempo expresado en minutos que el abonado medio estuvo sin servicio en un periodo considerado.*

$$TIEB = \frac{\text{Suma de las duraciones de interrupciones a abonados de BT}}{\text{Numero total de abonados de BT}} = SAIDI$$

- **Average Service Availability Index – ASAI:** Este índice expresado en tanto por uno mide de manera anual la disponibilidad promedio del servicio para el usuario, entre la demanda de horas por parte de este.

$$ASAI = \frac{\text{Horas de servicio disponibles para el abonado}}{\text{Demanda de horas de servicio por parte del abonado}}$$

- **Índice de Indisponibilidad o de Interrupción de Suministro (IIS).**- *Este índice refiere al porcentaje de minutos de servicio interrumpidos sobre el total de los minutos de servicio demandados.*

$$IIS = \left( \frac{\text{Suma de minutos de interrupción a abonados}}{\text{Numero total de min. demandados}} \right) * 100 \approx ((1) - ASAI)$$

La diferencia entre estos dos índices radica en que el (IIS) está en porcentaje, mide el tiempo en minutos y mide la indisponibilidad mientras que (ASAI) está en tanto por uno, mide el tiempo en horas y mide la disponibilidad.<sup>52</sup>

- **Customer Average Interruption Frequency Index (CAIFI):** Expresa el número de veces o la frecuencia de interrupciones de los abonados que han sido afectados en el sistema o red global de distribución dentro el período de un año, expresado en ( int./año).

$$CAIFI = \frac{\text{Numero Total de Interrupciones a los abonados}}{\text{Numero Total de Abonados Afectados}}$$

- **Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI):** Expresado en horas por abonado, representa el tiempo medio de una interrupción a un consumidor, expresado en (h./int).<sup>53</sup>

$$CAIDI = \left( \frac{\text{Suma de las Interrupciones a los abonados}}{\text{Numero Total de Abonados}} \right)$$

Un índice similar utilizado en España es el Tiempo Medio de Duración de las Interrupciones (TMDI) el cual se encarga de medir en minutos el tiempo promedio de las interrupciones.

### 2.3.1.3.3 ÍNDICES EN BASE A ENERGÍA

Para definir los indicadores en base a energía en función de la continuidad del servicio eléctrico se hace una clara referencia aquella que no es suministrada por el

---

<sup>52</sup> Ibídem

<sup>53</sup> Ibídem

distribuidor obteniendo así los siguientes índices considerados por las regulaciones en los países europeos:

- **Energy Not Supplied (ENS).**- corresponde a la sumatoria de las energías no suministrada expresada en (Kwh)
- **Average System Curtailment Index (ASCI).**- expresada en (kWh/clientes).

$$ASCI = \frac{\text{Suma de ENS en todas las interrupciones}}{\text{Numero Total de Abonados}}$$

- **Average Customer Curtailment Index (ACCI).**- expresada en (kWh/clientes).

$$ACCI = \frac{\text{Suma de ENS en todas las interrupciones}}{\text{Numero Total de Abonados Afectados}}$$

Estos son algunos de los más importantes índices que pueden ser tomados a consideración con el fin de establecer parámetros regulatorios para la continuidad del servicio eléctrico que es entregado al abonado.

Como se puede observar en el siguiente cuadro comparativo, los distintos índices utilizados por normas europeas en comparación a las normas utilizadas en el Ecuador son referidas al tiempo y la frecuencia de las interrupciones con la diferenciación de los puntos en donde son aplicadas ya sea esto en media tensión, baja tensión o relacionadas directamente con el abonado.

Para analizar las interrupciones en el Ecuador de igual manera se utilizan estos dos parámetros importantes como son el tiempo y la frecuencia expresada en los índices: Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) y Tiempo Total de Interrupción (TTIK) que tienen mucha relación con otras normas utilizadas.

INDICES DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO	
TIEPI	TIEMPO DE INTERRUPCION EQUIVALENTE DE LA POTENCIA INSTALADA EN MEDIA TENSION
NIEPI	NUMERO DE INTERRUPCIONES EQUIVALENTE DE LA POTENCIA INSTALADA EN MEDIA TENSION
INDICES DE CONTINUIDAD EN BASE A POTENCIA	
ASIFI	NUMERO DE INTERRUPCIONES EN BASE A LA POTENCIA CONECTADA
ASIDI	TIEMPO DE INTERRUPCION EN BASE A LA POTENCIA CONECTADA
TIEPED	TIEMPO DE INTERRUPCION EN BASE A LA POTENCIA DEMANDADA
INDICES DE CONTINUIDAD EN BASE A CLIENTES	
FIE	FRECUENCIA DE INTERRUPCION EQUIVALENTE
TIEB	TIEMPO DE INTERRUPCION EQUIVALENTE EN BAJA TENSION
ASAI	TIEMPO DE DISPONIBILIDAD PROMEDIO DEL SERVICIO (HORAS)
IIS	TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD PROMEDIO DEL SERVICIO (MINUTOS)
CAIFI	FRECUENCIA DE INTERRUPCION DE LOS ABONADOS QUE AFECTAN SISTEMA
CAIDI	NUMERO DE INTERRUPCIONES TOTALES EN FUNCION DEL NUMERO DE ABONADOS

**Tabla No.13- Índices de Continuidad del Servicio- Confiabilidad**

**Fuente:** El Autor

Estos dos índices “FMIK” y “TTIK” expresados en el capítulo 1 en el cual la Regulación No. CONELEC 04/01 establece como referencia para la evaluación de la calidad del servicio técnico, han sido adaptados a la realidad del servicio eléctrico en el país, a fin de evaluar tanto en su aspecto a nivel de potencia como a nivel de abonados se lo ha dividido en dos subetapas según lo que establece la Regulación.

De esta manera para no manejar distintos índices para el mismo fin se evalúa tanto tiempo como frecuencia de las interrupciones en alto voltaje y medio voltaje para la subetapa 1 y a nivel de abonados con la frecuencia de las interrupciones que afectaron a cada consumidor (FAIc) y la duración de las interrupciones que afectaron al consumidor (DAIc) para la subetapa 2, manejando de esta manera índices de confiabilidad para la Calidad del Servicio Técnico en el Ecuador.

Con los valores que demanden estos índices será posible determinar los costos por Energía No Suministrada que será detallada con mayor énfasis en el capítulo 3 de la presente tesis.

Con esto lo que la Regulación trata de enfocarse es en bajar el Coste Social Neto, el cual consiste en minimizar los costos que las empresas distribuidoras tienen que



hacer en inversiones para mejorar la calidad así como los que costos de afectación que sufre el abonado con la finalidad de lograr un equilibrio económico social.

Existen algunos índices adicionales a los ya expresados pero sin embargo es importante notar que en todos ellos siempre se lleva a consideración tanto la frecuencia así como el tiempo de duración de cada uno como ya se lo ha expresado.

Para los índices establecidos se presenta en la siguiente tabla un registro de incidencias de continuidad para algunos países Europeos, los cuales fueron recogidos en el año de 1987 en un estudio realizado por la Unión Internationale Des Producteurs Et Distributeurs D'énergie Electrique (UNIPED), en donde se puede observar los niveles en que se maneja cada uno con los índices evaluados.

País		min./año SAIDI	Int./año SAIFI	min./int. CAIDI	Clientes/km <sup>2</sup>
Holanda	<i>urbano</i>	15	0,26	58	150
	<i>rural</i>	34	0,43	79	
	<i>total</i>	27	0,37	73	
Alemania	<i>urbano</i>	7	0,33	20	120
	<i>rural</i>	54	1,2	45	
Gran Bretaña		67	0.72	92	102
Italia	<i>urbano</i>	120	2,5	48	90
	<i>rural</i>	300	5,0	45	
Francia	<i>urbano</i>	33	0,8	41	50
	<i>rural</i>	390	5,0	78	
Suecia	<i>urbano</i>	30	0,5	60	10
	<i>rural</i>	180	1,5	120	
Noruega		300	2.0	150	7

**Tabla No.14- Índices de continuidad de suministro en distintos países.**

**Fuente:** Rivier Abbad, Calidad del Servicio, Regulación y Optimización de Inversiones.

Estos índices presentados es parte del estudio realizado para los distintos países europeos lo que permitirá establecer parámetros comparativos que definan el nivel de cumplimiento así como las causas que lo determinan, siendo así el caso para el

estudio presentado de basa en la densidad poblacional por cada kilometro cuadrado del área analizada.

Es así que se puede observar claramente que los límites más altos se encuentran en lo que comprende las zonas rurales de cada país lo cual es parte de un desequilibrio de estatus socioeconómico existente en cada país en el mundo ya sea este un país desarrollado o de tendencia tercermundista.

### **2.3.2 CALIDAD DEL PRODUCTO**

Al hablar de calidad de producto se realiza un enfoque general refiriéndose como calidad en la onda de voltaje, sus características y condiciones a fin de que la misma se encuentre dentro de los parámetros óptimos de operación, para ello el Real Decreto RD 1955/2000 de la Regulación española en su artículo No. 102 establece que:

“La calidad del producto hace referencia al conjunto de características de la onda de tensión, la cual puede verse afectada, principalmente, por las variaciones del valor eficaz de la tensión y de la frecuencia y por las interrupciones de servicio y huecos de tensión de duración inferior a tres minutos.”<sup>54</sup>

Esto referido a parámetros ideales en la forma de la onda lo cual engloba perturbaciones de origen técnico siendo considerados todo tipo de modificación que pueda sufrir la onda tanto en su simetría, amplitud y frecuencia dentro de un tiempo establecido no superior a 3 minutos ya que si en algún momento se llega a sobrepasar este límite se estaría abarcando en lo que comprendería la continuidad del servicio que se lo ha tratado ya.

Es natural que la forma de onda pueda sufrir perturbaciones que afecten sus condiciones ideales y modifiquen las condiciones de trabajo de ciertos equipos a los cuales puede afectar considerablemente, más un suministro con una buena calidad de

---

<sup>54</sup> RD 1955/2000 1, artículo 102, Calidad del Producto.

onda deberá mantenerse dentro de los límites establecidos para que no exista una mayor afectación.

Para ello y en función del cumplimiento de lo establecido se seguirán los criterios de la Norma UNE- EN 50160, con el fin de determinar algunos parámetros considerados importantes en el manejo de la calidad del producto o calidad de la onda.

Para una mejor comprensión en el manejo de la norma UNE - EN 50160, La Unión Internacional de Productores y Distribuidores de Energía Eléctrica como lo simbolizan sus siglas en Francés (UNIPEDÉ) ha elaborado una guía de manejo que describe como debe aplicarse cada una de las perturbaciones descritas en la norma.

<b>Característica de la onda de tensión</b>	<b>Perturbaciones asociadas</b>
Frecuencia	Variaciones de frecuencia
Amplitud	Variaciones de la tensión suministrada
	Variaciones rápidas de tensión Parpadeo (flicker)
	Interrupciones breves de la tensión suministrada
	Huecos de tensión
	Sobretensiones temporales en la red entre fases y tierra
	Sobretensiones transitorias entre fases y tierra
Simetría de fases	Desequilibrios de la tensión suministrada
Forma de onda	Tensiones armónicas
	Tensiones interarmónicas
	Señales de información transmitidas por la red

**Tabla No.15- Perturbaciones asociadas a las características de la onda de tensión.**

**Fuente:** Rivier Abbad, Calidad del Servicio, Regulación y Optimización de Inversiones.

Basándose en el cuadro presentado se puede definir que las perturbaciones que pueden sufrir la calidad de la onda se dividen en cuatro importantes grupos como son:

- Perturbaciones de Frecuencia

- Perturbaciones de Amplitud
- Perturbaciones de Forma
- Perturbaciones de Simetría de fases

Para un mejor análisis y comprensión en esta parte se explicará cada una de las características que debe tener la onda de voltaje con la finalidad de poder evaluar con parámetros más claros el estado en el que se encuentra la calidad del producto para el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito S.A. que se lo detallará en el capítulo 4.

### **2.3.2.1 PERTURBACIONES DE FRECUENCIA**

Las perturbaciones de frecuencia que puede sufrir una red de distribución se basan en el porcentaje de desviación que pueda mantener la misma, es así que para el Ecuador la frecuencia permitida de operación es de 60 hertz (Hz) adoptando una tendencia americana dado que la frecuencia normalizada para la red eléctrica en Europa es de 50 hertz (Hz).

Es así que para el sistema eléctrico europeo basado en la calidad de producto se puede expresar lo siguiente:

“La frecuencia del sistema debe ser de 50 Hz, medida como la media de los valores de frecuencia en un intervalo de 10 s. En sistemas síncronos interconectados, se permite una variación de  $\pm 1\%$  durante el 95% del tiempo, y de  $+4\%$  /  $-6\%$  durante el 100% del tiempo. Estos límites son igualmente validos en baja tensión como en media tensión.”<sup>55</sup>

Esta variación tiende afectar considerablemente a los equipos electrónicos que utilicen la frecuencia como base para el cálculo de tiempos, cambios de velocidad en maquinas rotativas o en su defecto mal funcionamiento en equipos que incorporen sincronizaciones en sus sistemas.

---

<sup>55</sup> Rivier Abbad , Calidad del Servicio , Regulación y Optimización de Inversiones.

Son producidas fundamentalmente por variaciones súbitas de la carga, al conectar o desconectar cargas muy significativas para el sistema. No tiende a ser un parámetro de mayor importancia para los sistemas interconectados y en definitiva no es atribuible a la distribución del servicio, ya que en la realidad la frecuencia del sistema tiende a producirse en base a la demanda significativa que entre o salga de servicio y es controlada desde el punto de generación.

### **2.3.2.2 PERTURBACIONES DE AMPLITUD**

Al referirse a la amplitud de la onda se relaciona directamente al nivel que la misma debe mantener a fin de encontrarse dentro de los parámetros nominales establecidos.

En la actualidad los equipos y artefactos cuya manufactura en su mayoría posee componentes electrónicos necesitan que la energía recibida para su operación se encuentre dentro de los rangos aceptables para su correcto funcionamiento, pero de igual manera estos equipos en algunos casos son causantes de perturbaciones en la tensión que afecta la distribución del servicio eléctrico, esto debido a sus características no lineales produciendo un efecto no sinodal con una tensión de entrada sinodal.

“Para ello la norma UNE- EN 50160 establece los principales parámetros de tensión que la onda debe presentar para ser considerada de buena calidad, así como los márgenes de desviación permisibles en el punto de acoplamiento común (CCP), del usuario en sistemas públicos de distribución de electricidad baja tensión (BT) y en media tensión (MT), en condiciones de funcionamiento normales”<sup>56</sup>; en la cual en algunos países es complementada con otras normas a fin de complementar en algunos aspectos su utilización, así como la IEC 61000 4-30 que relaciona las perturbaciones en función de la Compatibilidad Electro Magnética (EMC).

“Los parámetros de calidad de la energía considerados en esta norma son la frecuencia de alimentación, la magnitud de la tensión, flicker, huecos de tensión de

---

<sup>56</sup> Guía de Calidad de Energía Eléctrica, Leonardo Power Quality, Henrik Markiewicz y Antoni Klajn, julio 2004

alimentación, las interrupciones de tensión, transitorios de tensiones, el desbalance de suministro de tensión, armónicos de voltaje y corriente e interarmónicos, red señalización en la tensión de alimentación y los cambios rápidos de voltaje.”<sup>57</sup>

#### **2.3.2.2.1 VARIACIONES DE LA TENSIÓN**

Al hacer mención a una variación en los parámetros de operación de la tensión es importante saber en función de que nivel o limite se hace referencia dicha variación, para ello la norma UNE -EN 50160 especifica los siguientes conceptos a manejarse para poder entender mejor en función de que aspecto es considerada una variación de tensión:

***Tensión de alimentación.-*** es el valor eficaz de la tensión en un momento determinado, en el punto de acoplamiento común y medido para un determinado intervalo de tiempo dado.

***Tensión nominal de una red (Un).-*** es la tensión por la cual se designa o identifica un sistema y que sirve de referencia para determinadas características de funcionamiento.

***Tensión de entrada declarada (Uc).-*** generalmente es la tensión nominal (Un) del sistema, si por acuerdo entre el proveedor y el usuario se aplica al terminal una tensión distinta al nominal, esta tensión es la tensión de entrada declarada.<sup>58</sup>

Con estos tres conceptos en claro es posible establecer que siempre se tendrá un punto de partida que la norma establece y que es aceptado de manera distinta para cada país el valor con el cual el nivel de tensión es aceptable para el uso confiable del abonado.

Esto delimita los puntos de trabajo sobre los cuales se debe manejar a fin de una variación de tensión la cual es medida de manera porcentual en función del grado de

---

<sup>57</sup> IEC 61000 4-30, Compatibilidad Electro Magnética, pruebas técnicas de medición

<sup>58</sup> Guía de Calidad de Energía Eléctrica, Leonardo Power Quality, Henrik Markiewicz y Antoni Klajn, julio 2004

desviación que esta puede tener el momento de realizar el control con las mediciones respectivas para un tiempo predeterminado según la norma que se utilice.

Es así que la norma EN 50160 especifica que:

“Para la variación según la norma EN 50160 se tiene que los límites permisibles de variación se encuentran entre el  $\pm 10\%$  durante el 95 % de una semana y entre  $+10\%$  /  $-15\%$  del 100 % de una semana, medida en periodos de 10 minutos.”<sup>59</sup>

Sin embargo al hacer referencia al Real Decreto 1955/2000 de la Regulación española se puede verificar que el límite máximo de la variación de tensión de alimentación al abonado será del 7% de la tensión de alimentación declarada.

En todo caso es claro notar que una variación de tensión ya sea en un aumento o disminución de la misma siempre estará definida en función de su amplitud y el tiempo de duración que esta tenga.

#### **2.3.2.2.2 VARIACIONES RÁPIDAS DE LA TENSIÓN**

Se consideran como variaciones rápidas de la tensión aquellas que surgen de manera instantánea reponiendo su nivel o amplitud de onda de manera inmediata, también conocidas como parpadeo o por su equivalente al inglés (flicker).

Existe una fluctuación de tensión o parpadeo (flicker) cuando se producen variaciones periódicas o series de cambios aleatorios en la tensión de alimentación. Su duración va desde varios milisegundos hasta 10 segundos y con una amplitud que no supera el  $\pm 10\%$  de la tensión nominal ( $U_n$ ).

El parpadeo (flicker) depende fundamentalmente de la amplitud y de la frecuencia de las fluctuaciones de tensión que lo causan.

---

<sup>59</sup> EN 50160

La norma UNE EN 50160, lo define como la impresión de inestabilidad de la sensación visual debido a un estímulo luminoso, en el cual la luminosidad fluctúa en el tiempo.

Los índices que evalúan las fluctuaciones de tensión están referidos en base a la severidad del parpadeo definida como la intensidad de molestia producida por el mismo, siendo los dos índices siguientes:

- **Severidad de corta duración (Pst).**- medida en un periodo de 10 minutos y expresado en unidades de perceptibilidad (Pu).
- **Severidad de largo plazo (Plt).**- calculada a partir de una secuencia de 12 valores de (Pst) medidos en un intervalo de dos horas según la siguiente expresión:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$$

“Según la UNE-EN 50160, en condiciones normales de operación, para cada periodo de una semana, el nivel de severidad de larga duración del flicker  $P_{lt}$  debido a las fluctuaciones de la tensión debería ser menor o igual a 1 durante el 95% del tiempo.”<sup>60</sup>

#### 2.3.2.2.3 INTERRUPCIONES BREVES DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA

La norma UNE-EN 50160 define la interrupción como:

“Una disminución de la tensión de alimentación hasta un valor situado por debajo del 1% de la tensión nominal ( $U_n$ ) o de la tensión declarada ( $U_c$ ) seguida del restablecimiento de la tensión después de un instante de tiempo.”<sup>61</sup>

---

<sup>60</sup> Seminario de Calidad de Suministro Eléctrico, MEGACAL INSTRUMENTS IBÉRICA, Víctor Sánchez Calvo, Madrid

<sup>61</sup> UNE-EN 50160



Pueden ser clasificadas como:

- **Previstas.-** cuando se comunica con anticipación al abonado a fin de permitir la ejecución de los trabajos que hayan sido programados en la red de distribución.
- **Accidentales.-** cuando estas hayan sido provocados por fallos relacionados principalmente con incidentes externos no atribuibles al distribuidor.

Este tipo de interrupciones en la mayoría de los casos se deben a la actuación de las protecciones eléctricas instaladas en los diferentes puntos de la red de distribución.

Una interrupción es considerada como breve cuando esta es menor a los 3 minutos de corte del servicio evaluado desde el momento en que se quitó el suministro eléctrico hasta cuando el mismo retornó con normalidad.

#### **2.3.2.2.4 HUECOS DE TENSION**

“Se considera que existe un hueco cuando la tensión suministrada disminuye bruscamente por debajo del 90% de la tensión acordada y por encima del 1%, recuperándose al cabo de un corto lapso de tiempo.”<sup>62</sup>

Los huecos de tensión por lo general aparecen como resultado de una falla en otra línea de tensión, conexión o desconexión de cargas considerables u otros efectos eléctricos en la red los cuales tienden afectar directamente a maquinas con procesos de control electrónicos, variación de velocidad en motores y procesos informáticos.

Este parámetro se encuentra definido en base a dos aspectos como son la amplitud y el tiempo de duración para lo cual en base a la amplitud se define la profundidad del hueco como el valor mínimo de la amplitud que este puede alcanzar en base a la tensión nominal ( $U_n$ ), es posible determinar la variación de la amplitud del hueco en base a la siguiente fórmula:

---

<sup>62</sup> Rivier Abbad , Calidad del Servicio , Regulación y Optimización de Inversiones.

$$\Delta U(\%) = \frac{U_n - U_{min}}{U_n} * 100$$

Donde:

$\Delta U$  .- equivale a la variación de la tensión en el hueco, expresado en valor porcentual

$U_n$ .- Valor de tensión nominal

$U_{min}$ .- Valor mínimo de la amplitud al que puede llegar el hueco de tensión.

El tiempo de duración de un hueco de tensión es considerado entre 10 milisegundos a 1 minuto según lo establecido en la norma UNE EN 50160, la aparición de varios huecos de tensión simples en dos o tres líneas de la red eléctrica trifásica dan la aparición de huecos complejos.

Los límites establecidos para los huecos de tensión en condiciones normales de operación:

“El número esperado de huecos de tensión en un año puede ir de algunas decenas a un millar, teniendo en su mayor parte una duración de menos de un segundo y una profundidad inferior al 60%. En ciertos lugares, es frecuente que se produzcan huecos de tensión de profundidad comprendida entre el 10% y el 15% de  $U_n$ , que están provocados por conmutaciones de carga en las instalaciones de los clientes.”<sup>63</sup>

#### **2.3.2.2.5 SOBRETENSIONES**

Se consideran como sobretensiones aquellas que pueden modificar la amplitud de la onda de voltaje elevándola dentro de un periodo de tiempo determinado sin modificar su forma de onda que continua siendo puramente sinodal.

---

<sup>63</sup> NORMA UNE-EN 50160

Existen dos tipos de sobretensiones consideradas según la norma UNE EN 50160 como son:

- **Sobretensiones temporales.-** son aquellas que tienen una duración relativamente larga, y se originan principalmente por operación o fallos en la operación de los elementos de protección, de una red eléctrica de potencia.

“Estas sobretensiones no deberían sobrepasar típicamente 1,5Kv en baja tensión y entre 1,7 y 2 veces la tensión declarada en media tensión según el tipo de neutro.”<sup>64</sup>

- **Sobretensiones transitorias.-** este tipo de sobretensiones puede ser de tipo transitoria o no transitoria, son fuertemente amortiguadas y generalmente de poca duración, de tan solo unos cuantos milisegundos.

Para este caso la norma especifica que no debe sobrepasar 1,6 Kv del pico de tensión en baja tensión.

### 2.3.2.3 PERTURBACIONES DE FORMA

Al referirse a las perturbaciones de forma son consideradas aquellas en las cuales la forma de onda de la tensión se ve modificada tanto en su amplitud, en su frecuencia en su forma dejando de ser una señal sinodal pura, esto debido a factores externos como son los transitorios que pueden filtrar en una red eléctrica.

Este tipo de perturbaciones también llamados transitorios pueden presentarse en una red eléctrica como consecuencia de efectos atmosféricos los cuales son considerados como factores externos al distribuidor o maniobras de tensión por operaciones efectuadas en los elementos de control de la red.

Pueden ser de tres tipos como son:

- Señales Armónicas.

---

<sup>64</sup> Rivier Abbad , Calidad del Servicio , Regulación y Optimización de Inversiones

- Señales Interarmónicas.
- Señales de Información transmitida por la red.

### 2.3.2.3.1 SEÑALES ARMÓNICAS

Son conocidas como aquellas señales de onda sinodal cuya frecuencia es un número entero de la frecuencia fundamental de la tensión de alimentación, es medible de acuerdo a la media del valor eficaz para intervalos de 10 minutos en función de la frecuencia fundamental.

Se originan en base a las características no lineales de los equipos conectados a red eléctrica.

Para contemplación de la norma existen dos tipos de perturbaciones armónicas a ser considerados como son:

**La tasa de distorsión armónica individual.-** relacionada por su amplitud relativa de cada armónico en base a la tensión fundamental de la onda.

Para la cual se utiliza la siguiente fórmula:

$$Un(\%) = 100 * \frac{Un}{Ul}$$

**La tasa de distorsión armónica global.-** indican de manera global el contenido armónico total de la onda expresada mediante la siguiente ecuación.

$$THD(\%) = 100 * \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N Un^2}}{Ul} = \sqrt{\sum_{n=2}^N Un^2}$$

Los límites establecidos por la norma UNE EN 50160 se describen en la tabla siguiente:

Armónicos impares				Armónicos pares	
No múltiplos de 3		Múltiplos de 3		Orden de armónico	Tasa del armónico
Orden de armónico	Tasa del armónico	Orden de armónico	Tasa del armónico		
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	15	0,5%	6...24	0,5%
13	3%	21	0,5%		
17	2%				
19	1,5%				
23	1,5%				
25	1,5%				

**Tabla No.16- Tasa máxima permitida por la EN 50160 para cada armónico individual.**

**Fuente:** Rivier Abbad, Calidad del Servicio, Regulación y Optimización de Inversiones.

### 2.3.2.3.2 SEÑALES INTERARMÓNICAS

Son conocidas como aquellas señales de onda sinodal cuya frecuencia no es un número entero de la frecuencia fundamental de la tensión de alimentación, es medible de acuerdo a la media del valor eficaz para intervalos de 10 minutos en función de la frecuencia fundamental.

Según la norma de compatibilidad electromagnética se considera un límite del 0,2% para cada interarmónica individual.

### 2.3.2.3.3 SEÑALES DE INFORMACIÓN TRANSMITIDAS POR LA RED

Más conocidas como aquellas señales de datos que viajan a utilizando como onda portadora a la onda de voltaje fundamental, estas señales de comunicación se transportan a través de la red utilizando un ancho de banda que fluctúa entre los 100Hz y los 150 KHz, para señales de telemando centralizado es utilizado un ancho

de banda de 110Hz a los 3KHz, mientras que para la onda transportadora utilizan un rango entre 3KHz y 150 KHz.

El único fin perseguido de este tipo de ondas es para uso de telecomunicaciones.

#### **2.3.2.4 PERTURBACIONES DE SIMETRÍA DE FASES**

“Es una condición en la que los valores eficaces de las tensiones de fase o de los ángulos de fase entre fases consecutivas de un sistema trifásico no son iguales.”<sup>65</sup>

#### **2.3.3 CALIDAD EN LA ATENCIÓN Y RELACIÓN CON EL CLIENTE**

La calidad en lo que involucra la relación con el cliente y la atención que este merece al ser la base sustento del servicio prestado y representa uno de los pilares fundamentales al establecer la calidad del servicio eléctrico que se entrega al abonado.

Siendo así no solo parte del hecho de entregar un producto de alta calidad en lo que técnicamente se refiere a sus niveles o forma de onda, o a la continuidad que el servicio eléctrico demande; mas también influye la atención y calidez con que los problemas sean resueltos dentro de los tiempos oportunos y con la cordialidad que el cliente se merece.

Es así que el Real Decreto 1955/2001 de la Regulación española establece que:

“La calidad de la atención y relación con el consumidor se determinará atendiendo a las características del servicio, entre las que se encuentran el conjunto de aspectos

---

<sup>65</sup> Guía de Calidad de Energía Eléctrica, Leonardo Power Quality, Henrik Markiewicz y Antoni Klajn, julio 2004

referidos al asesoramiento del consumidor en materia de contratación, facturación, cobro, medida de consumos y demás aspectos derivados del contrato suscrito.”<sup>66</sup>

Para ello se han determinado los siguientes índices a ser considerados en su mayoría como base fundamental el tiempo, para permitir medir en función de cada uno de ellos el trato o atención que el cliente recibe.

Entre ellos es posible encontrar:

- Tiempo de espera medio de atención telefónica.
- Porcentaje de peticiones o reclamos atendidos en un tiempo estimado.
- Tiempo medio para dar solución a reclamos presentados
- Número de veces que se estima el consumo en lugar de ser verificado durante un tiempo estimado
- Cantidad y claridad de la información aportada en la factura del suministro eléctrico.

Entre la gran diversidad de índices que regularizan el aspecto comercial de prestar un producto o un servicio, estos son considerados como parte importante y básica para determinar de qué manera y que tan oportunamente se han atendido los reclamos presentados por los clientes o abonados.

Al no ser este uno de los campos muy abarcados en el ámbito eléctrico debido a que siempre la base de un buen servicio eléctrico estuvo basada bajo los parámetros técnicos que demandan que el producto sea entregado en condiciones de operación aceptables, en la actualidad los distintos países han tratado de adaptarse a este parámetro de servicio en función de estandarizar niveles de atención prestada con la finalidad de complementar un buen servicio técnico con un producto confiable y una atención de primera.

---

<sup>66</sup> RD 1955/2001 de la Regulación Española

## **2.4 ORIGEN DE LAS FALLAS EN LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO.**

Considerando como fallas a la acción física de un sistema eléctrico al no operar correctamente siendo tomadas en cuenta aquellas que provocan la interrupción del suministro eléctrico o en su defecto alteraciones que modifiquen los niveles en que la energía eléctrica es entregada al abonado, también es posible considerar otro punto de vista que analiza cómo se establecen y a qué nivel existen fallas en la medición y control de los índices que los distribuidores eléctricos deben presentar.

Por este motivo se ve la necesidad de analizar los posibles inconvenientes que se han generado en el cumplimiento de los índices establecidos por las distintas normas de calidad para el servicio eléctrico, en función de cómo se han manejado los diferentes procesos con la finalidad de poder establecer nuevos métodos que permitan una mayor interacción entre el distribuidor, agentes de control y abonados.

### **2.4.1 CARACTERÍSTICAS DE CONTROL EN EL SECTOR DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO ECUATORIANO.**

A razón de la creación del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), los derechos que el abonado debe poseer en función de poder recibir un servicio eléctrico de calidad se van haciendo cada día más palpables; siendo así que este ente de regulación, supervisión y de control, con las normas establecidas en la Regulación No CONELEC 004/01 emitida con la finalidad de establecer lineamientos de calidad en el servicio eléctrico que garanticen un producto óptimo al abonado, ha destinado recursos para que los parámetros establecidos en esta Regulación sean cumplidos a cabalidad por todos los distribuidores.

Este ha sido un arduo proceso por alcanzar con el fin de dar cumplimiento a dicha Regulación, para lo cual se han destinado varios procesos en función de poder ir valorando los posibles inconvenientes que se puedan dar a su paso.



Es así que en el informe de estado de cumplimiento de la Regulación No. CONELEC 004/01 presentado por el CONELEC se presentan los siguientes resultados de cumplimiento en cada uno de los índices más importantes a considerarse.

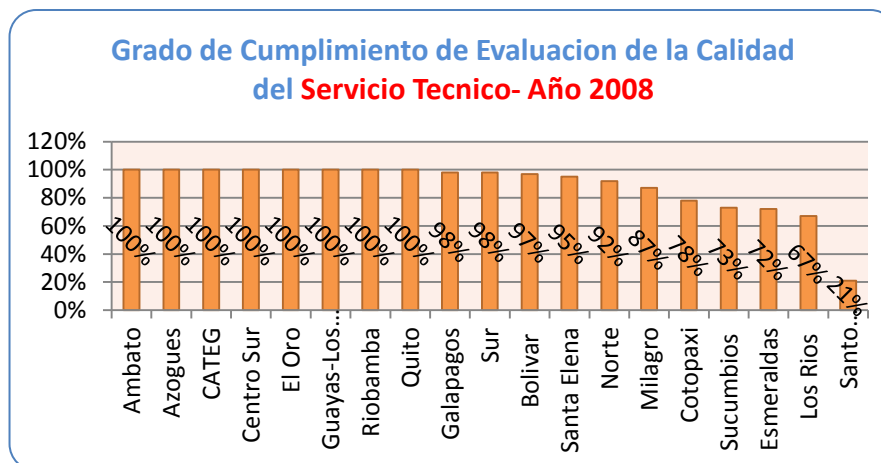
#### **2.4.2 PORCENTAJES DE CUMPLIMIENTO DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD.**

Cuando los índices ya han sido calculados es importante determinar tanto el porcentaje de cumplimiento de la información que ha sido presentada por cada uno de los distribuidores con la finalidad de establecer el nivel de cumplimiento que definirá en qué grado se ve palpable la calidad del servicio eléctrico entregado.

##### **2.4.2.1 ESTADO DE CUMPLIMIENTO EN CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO.**

Los índices que establece la Regulación No. CONELEC 004/01 en lo que respecta la calidad del servicio técnico para la subetapa 1 son basados en relación a la frecuencia y el tiempo que mantienen las interrupciones siendo así: la Frecuencia Media de Interrupción por KVA nominal instalado (FMik) y el Tiempo Total de Interrupción por KVA nominal instalado (TTIk).

Para estos dos índices designados por la Regulación No. CONELEC 004/01 el CONELEC mediante un estudio ha definido los siguientes porcentajes de cumplimiento en la información presentada ante esta institución de supervisión y control.

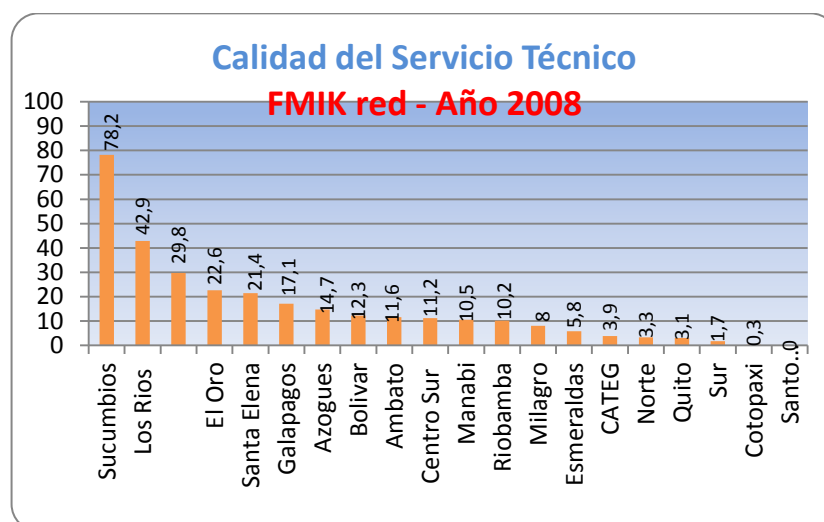


**Figura No.3- Grado de cumplimiento de evaluación de Calidad del Servicio Técnico.**

**Fuente:** Informe del estado de cumplimiento de la Regulación No. CONELEC 004/01

Como se puede observar en la figura No.3 de las 20 empresas que prestan el servicio de distribución eléctrica en el Ecuador, tan solo 9 de ellas aparecen con un porcentaje del 100% en el cumplimiento de la información entregada al CONELEC en lo que respecta a la calidad del servicio técnico constituyendo tan solo el 45% de todas las empresas en lo que se estima el cumplimiento de la entrega de información.

No siendo esto una base justificante de que la información presentada sea legible o cumpla a cabalidad con lo establecido en la Regulación para lo cual se puede observar en la siguiente grafica el nivel de cumplimiento en base a la Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) red.



**Figura No.4- Frecuencia Media de Interrupción por KVA nominal instalado.**

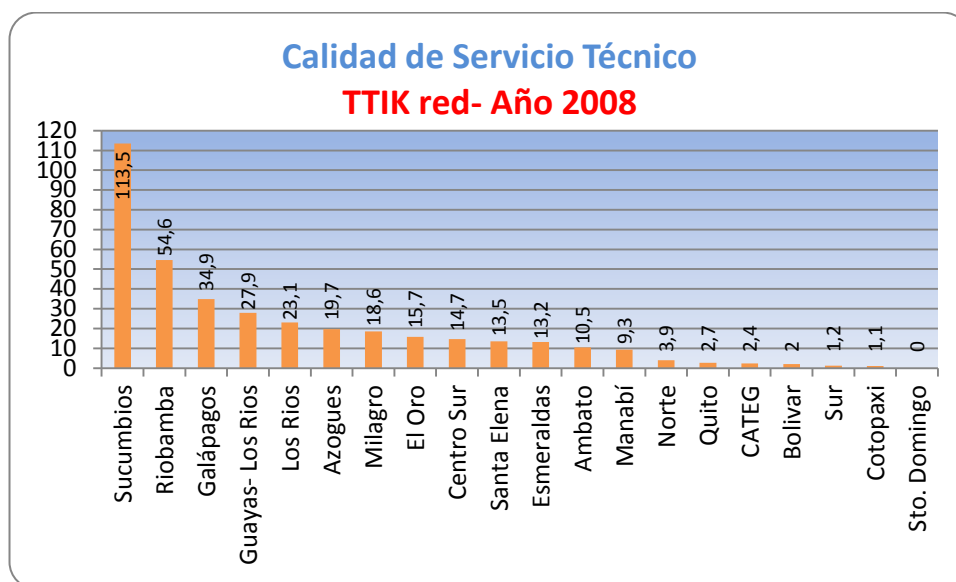
**Fuente:** Informe del estado de cumplimiento de la Regulación No. CONELEC 004/01

De la figura No.4 presentada se puede observar que en base a este índice tan solo 5 de las 20 empresas se mantienen dentro del límite que la Regulación establece, sin embargo con la Empresa Eléctrica Santo domingo no posee información entregada al respecto.

Límite para la FMI<sub>kred</sub> = 4

Lo cual nos daría a entender que tan solo el 25% de las empresas distribuidoras cumplen a cabalidad los parámetros que se registran para la calidad del servicio técnico.

Mientras que para el Tiempo Total de Interrupción (TTIk) de red se tiene que:



**Figura No.5- Tiempo Total de Interrupción por KVA nominal instalado.**  
**Fuente:** Informe del estado de cumplimiento de la Regulación No. CONELEC 004/01

De lo expresado en la figura No.5 se puede verificar que 6 de las 20 empresas se mantienen por debajo del límite establecido para este índice, de igual manera la Empresa Eléctrica Santo Domingo no presenta datos para su verificación:

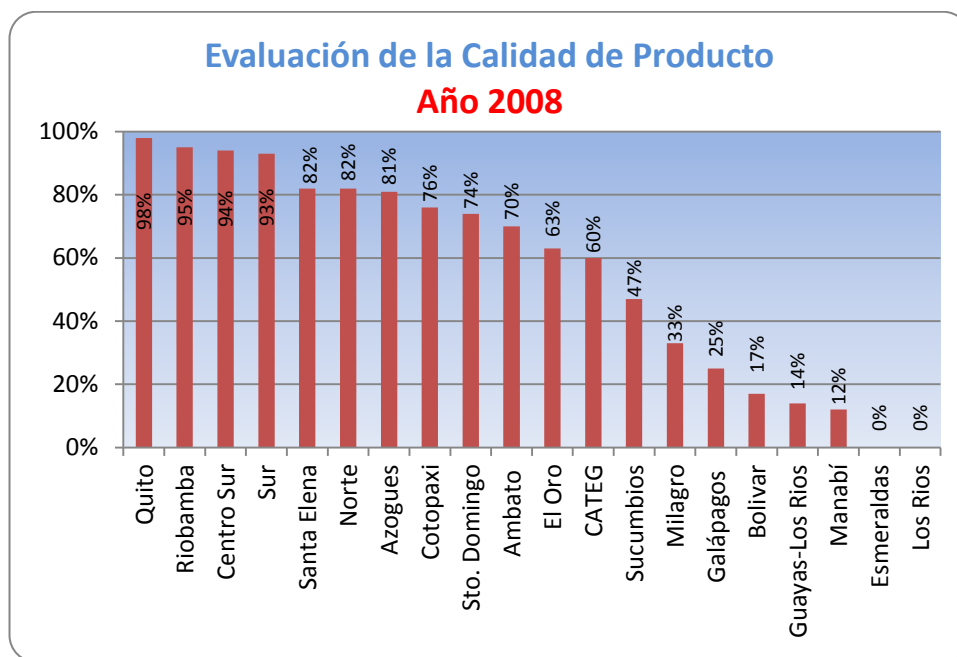
Límite para la TTI<sub>kred</sub> = 8

Constituyendo estas 6 empresas el 30% de todas las 20 que presentan el servicio de distribución en nuestro país.

#### 2.4.2.2 ESTADO DE CUMPLIMIENTO EN CALIDAD DEL PRODUCTO.

En lo referente a la calidad del producto como ya se lo ha ido desarrollando en la presente tesis es claro referirse a las condiciones en que la onda de voltaje es entregada el abonado, siendo así sus parámetros de análisis según lo indica la Regulación No. CONELEC 004/01 el efecto de parpadeo o “flicker”, niveles de la onda de voltaje, armónicos en la red eléctrica de distribución y factor de potencia.

Al igual que para los índices de calidad de servicio técnico se han evaluado el porcentaje de cumplimiento con que se ha presentado los datos solicitados, para el producto también se evalúan en función de la cantidad de mediciones realizadas las cuales van en proporción directa de la cantidad de instalaciones y abonados que disponga cada distribuidor siendo así los resultados del cumplimiento que el estudio del CONELEC ha obtenido mostrado en la siguiente figura.



**Figura No.6- Grado de cumplimiento en la evaluación de la Calidad de Producto.**

**Fuente:** Informe del estado de cumplimiento de la Regulación No. CONELEC 004/01

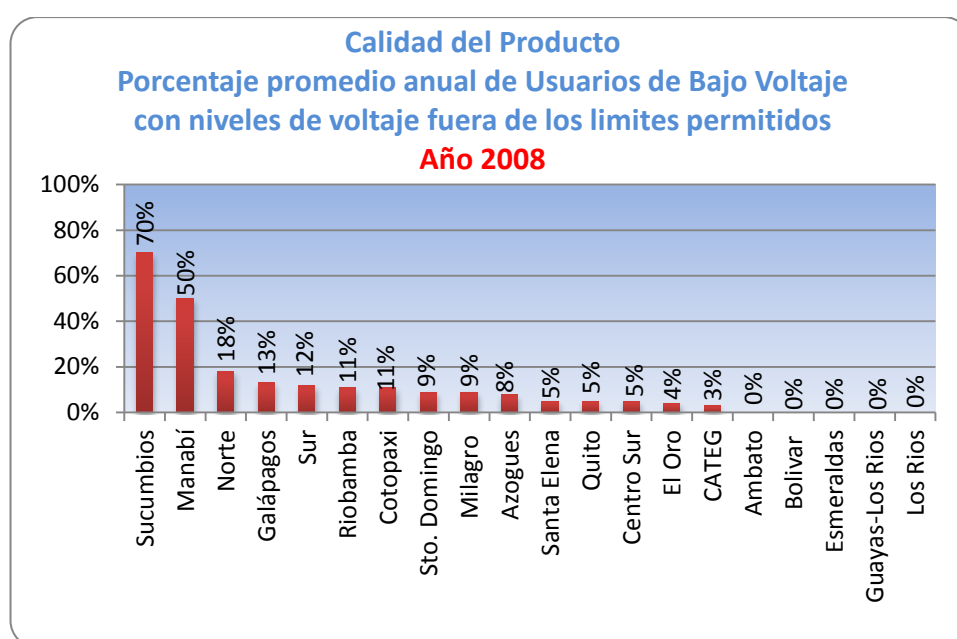
“Aplicando los porcentajes definidos previamente se determinó el número de mediciones mensuales que debió efectuar cada distribuidora en el año 2008, valores

que comparados con el total de mediciones efectivamente realizadas, establece el grado de cumplimiento anual de evaluación de la calidad del producto.”<sup>67</sup>

Como se observó en la figura No. 6, de las 20 distribuidoras ninguna de ellas cumple a cabalidad el 100% de todas las mediciones que se debieron haber realizado para enviar la información solicitada constituyéndose tan solo un enfoque en relación a la cantidad de mediciones que se realizaron en función de la infraestructura de cada empresa.

De la misma manera si al enfocarse en el análisis realizado para determinar el grado de cumplimiento para cada uno de los valores de la calidad del producto es posible encontrar los siguientes datos:

## Voltaje



**Figura No.7- Porcentaje promedio anual de usuarios con niveles de voltaje fuera de los límites.**

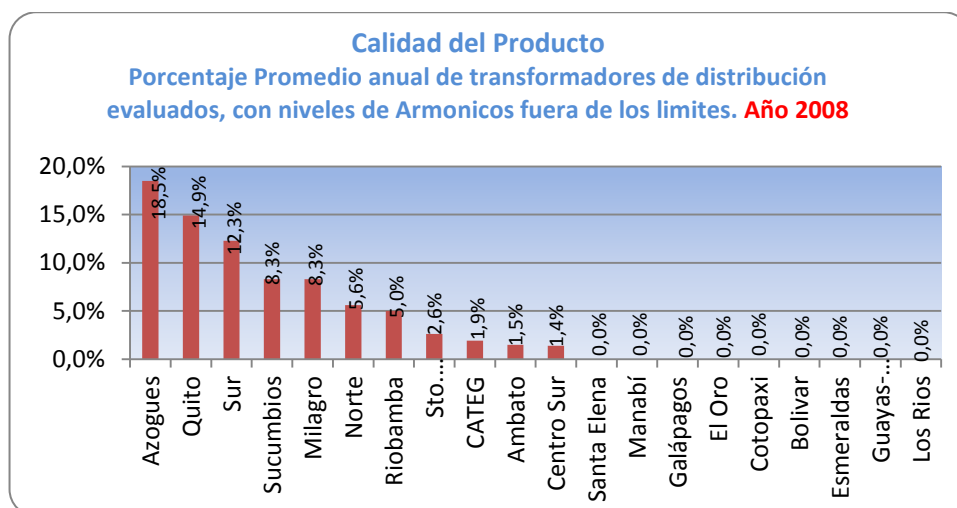
**Fuente:** Informe del estado de cumplimiento de la Regulación No. CONELEC 004/01

En lo que se refiere a Voltaje en la Calidad del Producto se puede observar que los porcentajes en la mayoría de empresas se encuentra por sobre el límite del índice establecido que corresponde al 5% para ello se pueden identificar que al menos 5 empresas distribuidoras cumplen con lo que la Regulación establece, 10 empresas se

<sup>67</sup> Informe del estado de cumplimiento de la Regulación No. CONELEC 004/01 Para el año 2008.

encuentran fuera de los límites que regulan la calidad y otras 5 no presentan la información que verifiquen el estado del producto que entregan al abonado constituyéndose puntos críticos para enfocar un análisis.

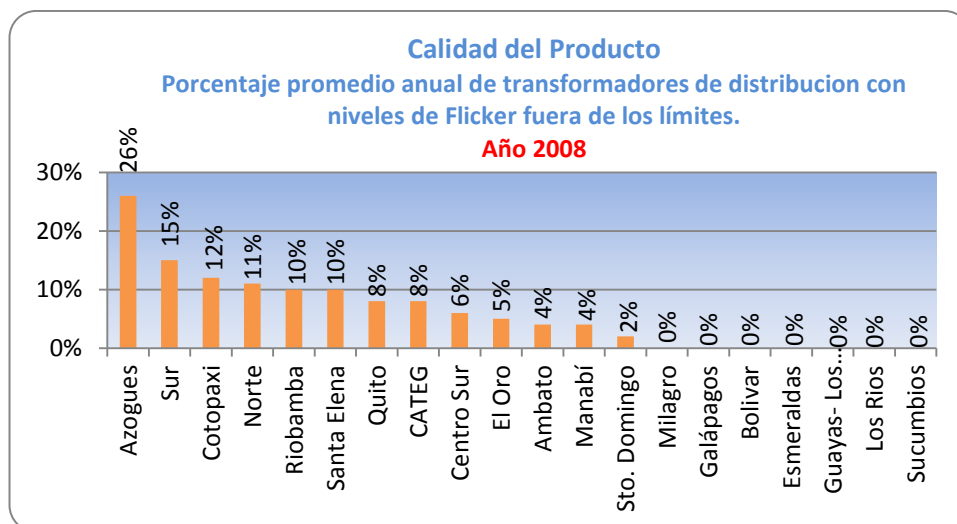
### Armónicos.



**Figura No.8- Porcentaje promedio anual de transformadores de distribución con niveles de armónicos fuera de los límites permitidos.**

**Fuente:** Informe del estado de cumplimiento de la Regulación No. CONELEC 004/01

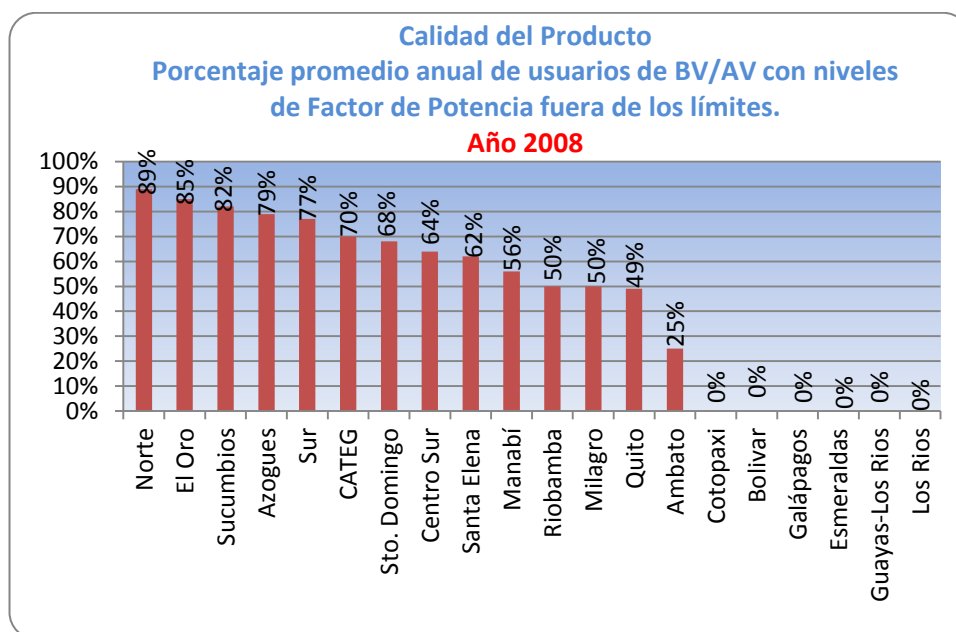
### Flicker.



**Figura No.9- Porcentaje promedio anual de transformadores de distribución con niveles de flicker fuera de los límites permitidos.**

**Fuente:** Informe del estado de cumplimiento de la Regulación No. CONELEC 004/01

## Factor de Potencia.



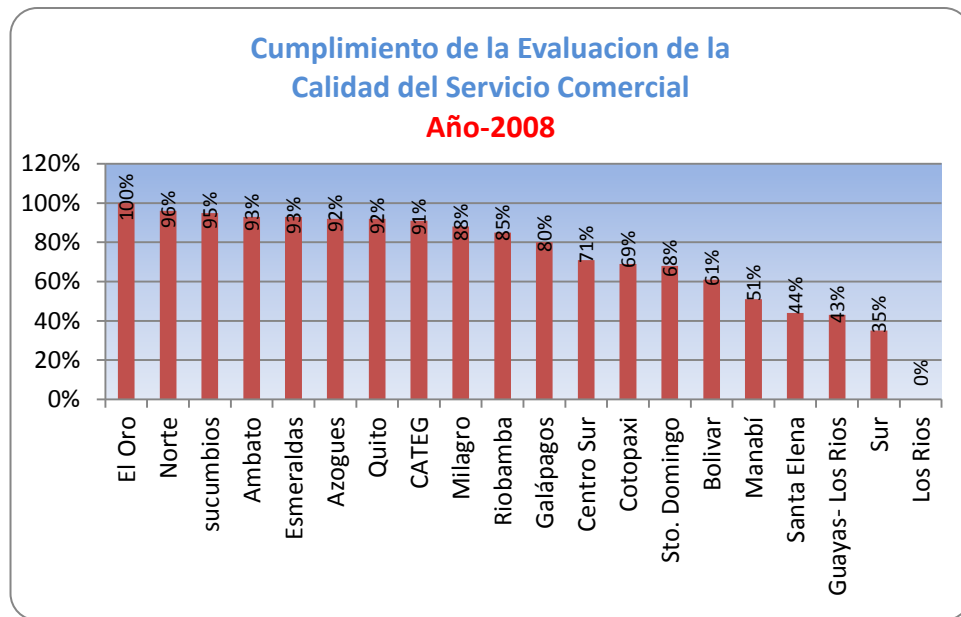
**Figura No.10- Porcentaje promedio usuarios de Medio Voltaje/Alto Voltaje con niveles de factor de potencia fuera de los límites permitidos.**

**Fuente:** Informe del estado de cumplimiento de la Regulación No. CONELEC 004/01

Para las figuras presentadas se puede observar que el porcentaje de incumplimiento anual basado en función de los límites para cada caso establecido varía en relación de cada empresa distribuidora lo cual también dependería también de la veracidad de la información presentada.

### 2.4.2.3 ESTADO DE CUMPLIMIENTO EN LA CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL.

De la misma manera se ha establecido el nivel de cumplimiento para los datos presentados en el índice comercial.



**Figura No.11- Grado de cumplimiento en la evaluación de la Calidad del Servicio Comercial.**

**Fuente:** Informe del estado de cumplimiento de la Regulación No. CONELEC 004/01

Como se ha visto en las distintas gráficas presentadas del estudio realizado por el CONELEC para el año 2008, el mayor porcentaje de cumplimiento se lo puede verificar en la calidad del servicio técnico por la mayoría de empresas distribuidoras lo que no es muy perceptible en función de la calidad del servicio comercial y del producto, dado que son parámetros que deben ser analizados con mayor cuidado a fin de cumplir con todas los requerimientos que la REGULACIÓN No. CONELEC 004/01 establece.

#### **2.4.3 SISTEMAS INTELIGENTES UTILIZADOS PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD EN DISTRIBUCIÓN.**

Con el avance de la tecnología, la misma que día a día se coloca al alcance con una mayor facilidad y a costos mucho más accesibles; y dadas las exigencias que los sistemas de distribución presentan en la actualidad con el único fin de poder brindar un servicio de energía confiable al abonado, se han creado distintos métodos que permitan mejorar la gestión de distribución eléctrica de manera automatizada y en tiempo real; es así como los denominados SAD (Sistema Automático de Distribución) aparecen para brindar un gran aporte en la ardua tarea de mejorar el producto que se ofrece a los clientes.

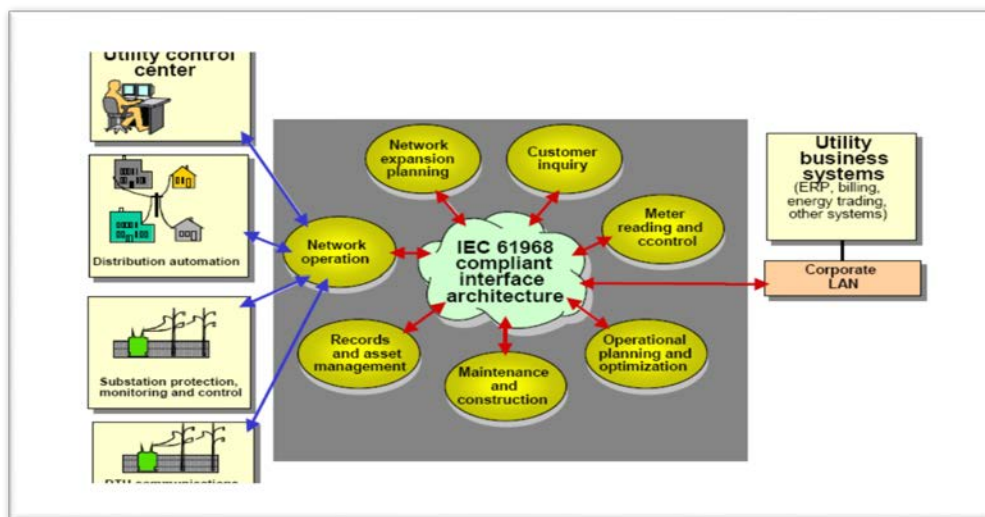


Para lograr estos objetivos muchas empresas a nivel mundial han visto necesario instalar sistemas automatizados que permitan una mayor flexibilidad y control garantizando una mayor fiabilidad en la entrega de energía y minimizando los cortes que afectan considerablemente al abonado siendo de gran ayuda y con beneficios realmente notables en aquellas empresas que han logrado llegar a estos niveles de automatización.

Con este antecedente la norma IEEE 61968 establece que:

“La serie IEC 61968 está destinada a facilitar la integración entre aplicaciones, en lugar de la integración dentro de la aplicación, de los distintos sistemas distribuidos de software de aplicaciones de apoyo la gestión de redes de servicios públicos de distribución eléctrica.”<sup>68</sup>

Lo que esta norma busca es la interacción mediante una red LAN de distintos métodos de control para poder administrar los servicios de distribución de energía eléctrica permitiendo una mejor gestión en la vigilancia y control de equipos, procesos que garanticen la fiabilidad del sistema, gestión de la tensión, demanda, entre otros; con la finalidad de poder interactuar en el proceso de buscar un alto nivel de calidad de energía entregada al abonado.



**Figura No.12- Arquitectura de interfaz compatible**  
Fuente: IEEE NORMA 61698

<sup>68</sup> IEEE 61698 System Interfaces for Distribution Management

Esta medida permitirá realizar planeaciones operacionales y de optimización a nivel de las redes de distribución, lecturas de mediciones y control en tiempo real, consulta a usuarios del nivel de satisfacción, evaluación de mantenimientos, entre otros.

Es claro entender que el automatizar estos sistemas representan costos de implementación y capacitación bastante altos , los cuales son justificables con los beneficios que representan en un tiempo no muy lejano para la empresa distribuidora.

Entre los sistemas más conocidos para el manejo de la gestión de distribución se tienen:

- Sistemas SCADA
- Sistemas OMS
- Sistemas DMS

#### **2.4.3.1 SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION (SCADA).**

Una de las maneras más fiables para confirmar el correcto manejo de la información es el utilizar sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) a fin de que la información pueda ser verificada en tiempo real tanto por la entidad de control, el distribuidor, los agentes y ministerios de energía que necesiten conocer el manejo de la energía que se distribuye al usuario.

Esta es una solución que muchas empresas enfocadas en tener un mejor control de sus sistemas lo han utilizado con excelentes resultados en la prestación de sus servicios como son la adquisición, almacenamiento y procesamiento de datos en tiempo real, lo cual facilita el manejo oportuno y operativo de poder controlar todos los equipos y elementos que representan una red de distribución.

Entre los beneficios que un sistema SCADA puede presentar se tienen los siguientes:

- Adquisición de información de las subestaciones y centros de operación tanto de forma local como de forma remota.
- Manejo de información centralizada, de fácil operación y control.
- Reducción de los costos de operación y control de los sistemas

- Supervisión en tiempo real con información precisa que permita tomar decisiones oportunas en la solución de un problema.

Es así que como parte del manejo de la calidad en los servicios de distribución eléctrica se ve necesario la implementación de un sistema que permita monitorear en tiempo real cada parámetro a ser analizado en cada uno de los índices a fin de poder verificar y tomar los correctivos necesarios para ofrecer un mejor servicio; de esta manera muchos países avanzados han realizado algunas implementaciones con estos sistemas a fin de ir mejorando el control que demanda el mantener sistemas de distribución bajo lineamientos de calidad bastante altos creando redes de distribución inteligentes que permitan acciones más oportunas.

La optimización de estos sistemas permitirá lograr una mayor confiabilidad y seguridad en la continuidad de un sistema de distribución, el manejo oportuno de la información así como el control en tiempo real facilitará la toma de decisiones así como las negociaciones que se manejen en el sector eléctrico para brindar un mejor servicio y de mayor calidad.

#### **2.4.3.2 OUTAGE MANAGEMENT SYSTEM (OMS).**

Los sistemas OMS (Outage Management System) como lo representan sus siglas en inglés son aquellos que realizan la gestión de interrupciones en un sistema de distribución.

Los sistemas de gestión de interrupciones (OMS), son aquellos medios informáticos que trabajan conjuntamente con un sistema SCADA a través de un interfaz gráfico de usuario y un ordenador utilizando modelos de conectividad. Este tipo de sistemas incluye funciones como el manejo de atención a problemas, análisis y predicción de cortes en la red de distribución; así como la presentación de informes de fiabilidad y gestión de interrupciones.

Esta herramienta informática es parte fundamental de un sistema que ayude a mejorar la calidad de servicio técnico en una red ya que se enfoca directamente en la atención a cortes y reposición del servicio de manera casi inmediata.

Entre las principales funciones de un sistema OMS se encuentran:

- Predicción de la localización de un fusible o interruptor que se abre en caso de fallo.
- Dar prioridad a los esfuerzos de restauración y gestión de los recursos basados en criterios como la ubicación de las instalaciones de emergencia, el tamaño de los cortes, y la duración de las interrupciones.
- Proporcionar información sobre la magnitud de las interrupciones y el número de clientes afectados a la gestión, los medios de comunicación y los reguladores.
- El cálculo de estimación de tiempos de la restauración.
- Gestión de equipos de asistencia en la restauración.
- Cálculo de las tripulaciones necesarias para la restauración

#### **2.4.3.3 DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM (DMS).**

Al igual que los sistemas SCADA en conjunto con los OMS existen más herramientas que permiten mejorar la administración y control de los sistemas de distribución siendo así uno de ellos los DMS.

Los sistemas de distribución de gestión o como sus siglas en inglés lo especifican (DMS), son parte de una red inteligente que permite mejoras en los sistemas de distribución eléctrica garantizando entre otras cosas los siguientes beneficios:

- Reducción de la duración de cortes de energía
- Minimización de pérdidas de energía

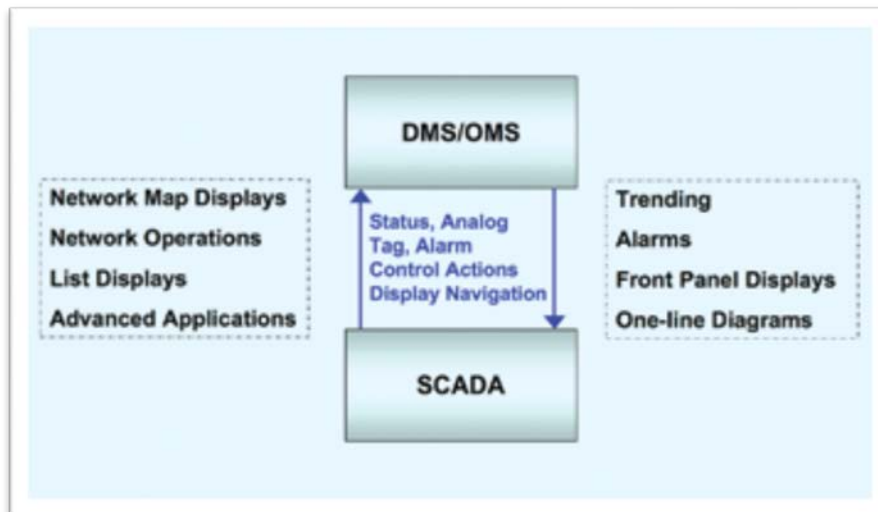
- Optimización de la utilización de activos por parte de la gestión de la demanda y la generación distribuida.
- Reducción de los costos por mantenimiento por monitoreo de condición en línea.

Estos sistemas DMS constituyen el total manejo de una red inteligente que garantizará un mejor desempeño en la gestión de los sistemas de distribución eléctrica; el software que se adapta a una red SCADA permitirá realizar análisis en la red y enviarlos a distintos puntos de manera automática siendo analizados tanto eventos que hayan sucedido o puedan presentarse en un futuro por posibles fallas localizadas, siendo así su análisis implica tanto el cálculo de corrientes así como de voltajes.

La integración tanto de sistemas SCADA, OMS y DMS constituyen una mayor garantía en el manejo, administración y control de una red de distribución permitiendo trabajar con una mayor eficiencia en la red; al ser sistemas muy similares su funcionamiento puede ser manejado desde una misma interfaz garantizando una mayor confiabilidad al sistema de distribución y por ende al abonado.

Los beneficios de la integración con SCADA , OMS y DMS incluyen:

- Mejora de las operaciones de una estrecha integración de las aplicaciones DMS con distribución SCADA.
- Aumento de la eficiencia del operador con un solo sistema, eliminando la necesidad de ir a varios sistemas con datos pueden ser diferentes.
- Análisis integrado de seguridad para las operaciones de la subestación y el circuito de verificación de las etiquetas en un área que afecta las operaciones en el otro.
- Simplificación de entrada y la gestión de la autoridad dentro de un sistema.
- Simplificación de los datos de ingeniería a través de la coordinación del punto SCADA y datos del Sistema de Información Geográfica (SIG).



**Figura No.13- Integración SCADA/OMS/DMS**

**Fuente:** Integrated SCADA/DMS/OMS, By Tim Taylor, Business Development Manager and Hormoz Kazemzadeh, Director of Marketing ABB Inc.

La integración de estos sistemas inteligentes y muchos otros que existen desarrollándose en algunos países desarrollados mejorarán considerablemente la gestión en el manejo de la distribución eléctrica n el país. Garantizando un servicio de alta fiabilidad y excelente calidad que es lo que demanda y exige la Regulación No. CONELEC 004/01.

## **CAPITULO 3**

### **REVISIÓN DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA EN LO REFERENTE A SUS FORMAS DE CÁLCULO Y SU COSTO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.**

El poder evaluar la Energía No Suministrada (ENS) para un inmenso grupo heterogéneo de abonados implica cierto grado de imprecisión, debido a la prioridad que esto conlleva, hasta hace algunos años la afectación de las interrupciones de energía afectaban en mayor grado al sector industrial por las pérdidas millonarias que ocasionaban los cortes de energía imprevistos mas hoy en día la afectación abarca en similar magnitud al abonado residencial y comercial debido al crecimiento de muchas microempresas creadas desde los hogares que demandan un suministro de energía confiable. En la actualidad la Regulación No. CONELEC 004/01 solicita el cálculo de la Energía No Suministrada con la finalidad de estimar la afectación que esta tuvo y poder calcular algún tipo de compensaciones para el abonado afectado, esto lo lleva a ser evaluada a través de métodos estocásticos a fin de poder obtener aproximaciones de compensación por los daños y consecuencias causadas debido a la falla o la falta de suministro eléctrico

No existe la fórmula perfecta que defina o delimite exactamente el nivel de afectación que puede causar la energía que no ha sido suministrada al abonado (ENS) ya que ésta dependerá de muchos factores tanto técnicos, económicos y sociales, entre ellos: el origen de la falla, área de afectación, tipo de abonado, etc.; pero si es posible llegar a obtener una buena aproximación a través de métodos de evaluación de los cuales serán tratados más adelante.

Es importante para una mejor comprensión definir a que se le considera como Energía No Suministrada (ENS), o también llamada Energía No Distribuida (END), esta sería considerada como aquella que por motivos técnicos ya sean estos programados o no programados deja de ser entregada al abonado causando pérdidas económicas a nivel comercial, industrial y en menor cantidad al sector residencial.

### **3.1 PARTICULARIDADES DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA (ENS) EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN**

Si se analiza para la ciudad de Quito en el año 2009 por motivo de los apagones sufridos a partir del mes de noviembre debido a la falta de caudal y a la baja producción de energía eléctrica que sufrieron las generadoras hidroeléctricas como se había abordado en el capítulo dos, este tipo de interrupciones son conocidas como interrupciones forzadas, con las cuales se obtuvieron pérdidas totales aproximadamente por USD 103,087.597 en un lapso de 47 días laborables lo cual representa un gran déficit en la economía que no puede ser compensado con facilidad<sup>69</sup>.

Esto basado simplemente en un estudio realizado para el sector comercial e industrial sin tomar en cuenta al abonado residencial ya que los daños que pudieron haber sufrido los artefactos no han sido considerados en este análisis.

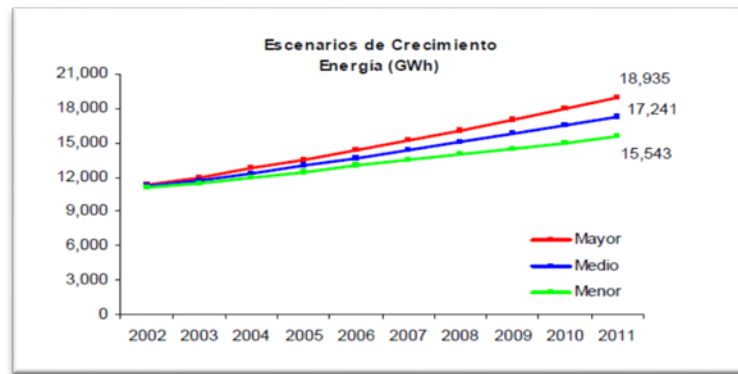
En la actualidad se puede notar claramente reflejada la tasa de crecimiento de demanda de energía elevada que tiene el país, lo cual no siempre es compensada con el nivel de calidad en la prestación del servicio eléctrico que se puede ofrecer. Así se puede notar que en los nueve últimos años se ha presentado un crecimiento de 3,000 GWH como se puede observar en la siguiente figura<sup>70</sup>.

---

<sup>69</sup> Análisis de pérdidas de la Cámara de Comercio de Quito

<sup>70</sup> Análisis de los problemas eléctricos de la Cámara de Comercio de Quito.





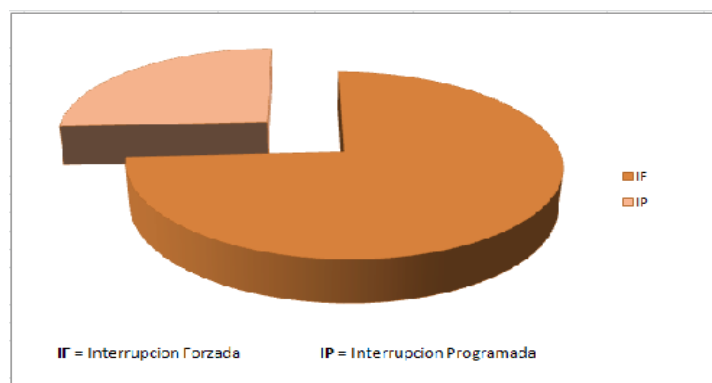
**Figura No.14- Proyección de la Demanda Anual**

**Fuente:** Cámara de Comercio de Quito

Este crecimiento de demanda de energía obliga a la empresa Distribuidora a mejorar la infraestructura a fin de abastecer las necesidades que representan cada abonado, lo cual amerita una inversión para poder mantenerse dentro de los márgenes de calidad establecidos para satisfacer sus necesidades.

Cabe recalcar que dentro de las pérdidas que se generan en la distribución tanto técnicas como las no técnicas, la Empresa Eléctrica Quito posee un porcentaje del 9,14% en dichas pérdidas; este porcentaje se obtuvo del análisis de los problemas eléctricos provisto por la Cámara de Comercio de Quito.

Como se observa en la figura No. 15 se puede notar que la particularidad principal de la Energía No Suministrada son las interrupciones forzadas ya que estas ocupan el 74% de las interrupciones globales.



**Figura No.15- Cuadro Porcentual de Interrupciones Producidas**

**Fuente.-** Sistema de Datos CONELEC (SISDAT)

### **3.1.1 LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA DESDE UNA PERSPECTIVA DE EMPRESA.**

De igual forma es importante también analizar desde el punto de vista como empresa Distribuidora el costo de inversión que representa el ofrecer al abonado un servicio eléctrico de calidad.

No siempre la energía que más cuesta tiende a ser la de mejor calidad ya que si se analiza desde la necesidad de entregar siempre el mejor servicio a una población que presenta un crecimiento acelerado de demanda se estaría pensando en realizar una fuerte inversión a largo plazo que estime gastos por infraestructura, equipos, personal calificado y todo lo que implicaría el reducir al mínimo las tasas de interrupciones que generan molestias y pérdidas económicas, es decir un sistema de distribución con una confiabilidad elevada.

Por ello todo lo previsto ha sido enfocado en ir realizando proyectos que mejoren la calidad en el sistema técnico así como a nivel comercial formando así una base muy importante desde donde se puede partir con un sistema eléctrico y un servicio confiable a un costo considerable.

### **3.2 CÁLCULO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA (ENS).**

Para la realización del cálculo de la Energía No Suministrada (ENS) se debe realizar un análisis desde dos aspectos muy importantes a considerar como son las interrupciones programadas y no programadas que pueden sufrir una red de distribución, esto con la finalidad de establecer la responsabilidad del agente que pudo generar la no entrega de energía ya sea este: generador, transmisor o distribuidor.

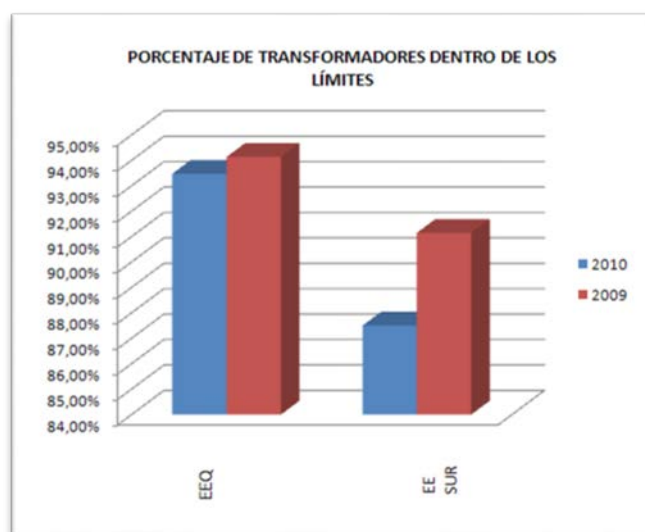
Siendo interrupciones programadas aquellas que hayan sido establecidas con anticipación y en cuyo caso de interrupción sea estrictamente necesario para solventar una necesidad a fin de que el sistema continúe trabajando en condiciones

óptimas, e interrupciones no programadas aquellas que se originan de manera fortuita o son causados por factores no establecidos que conllevan a la suspensión del servicio eléctrico de manera brusca sin anticipación alguna.

Basados en estos dos aspectos que son parte de la calidad del servicio técnico es claro el enfoque, sin embargo el hecho de que una interrupción haya sido programada no elimina el hecho de que el servicio haya sido suspendido para el abonado e incluyan pérdidas económicas, más bien la diferencia radica en que dichas pérdidas tienden a ser mucho menores que en el caso de existir una interrupción fortuita que en la mayoría de los casos termina generando mayores inconvenientes al abonado que no estuvo preparado para afrontar esta situación originando perdidas a nivel comercial e industrial mucho más significativas.

Es importante puntualizar que las interrupciones programadas surgen a partir de la necesidad de reducir el índice de interrupciones no programadas ya que como se mencionó con anterioridad este tipo de interrupciones son aquellas paralizaciones del servicio por causa del mantenimiento que se realiza en las redes de distribución para el mejoramiento del servicio.

Entre los cuadros estadísticos que muestran el nivel de interrupciones ya sean programadas o no programadas de los dos últimos años se expresan los datos de la siguiente tabla:



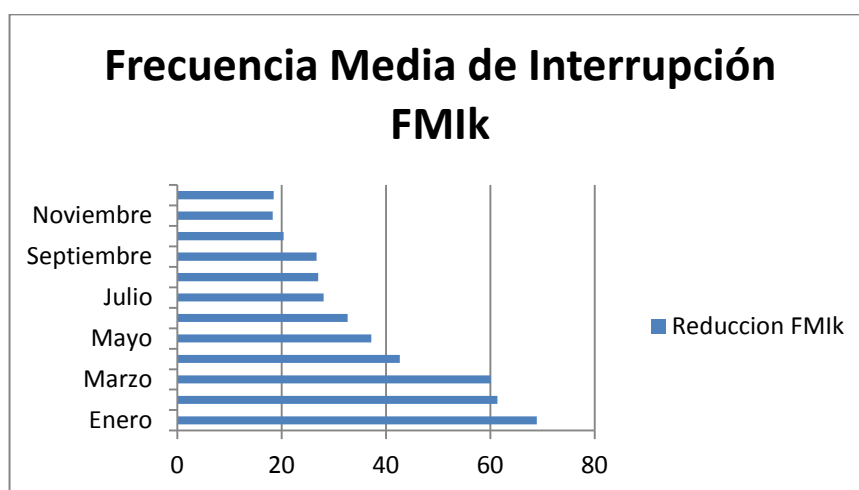
**Figura No.16- Cuadro de transformadores dentro de los límites.**  
**Fuente:** Sistema de datos CONELEC – SISDAT.

Estos datos han sido comparados en relación con la Empresa Eléctrica Centro Sur conociéndose como una de las que mejores índices ha podido alcanzar.

Dentro de los parámetros a ser tomados en cuenta para el cálculo de la Energía No Suministrada se debe de tomar en cuenta los índices tales como:

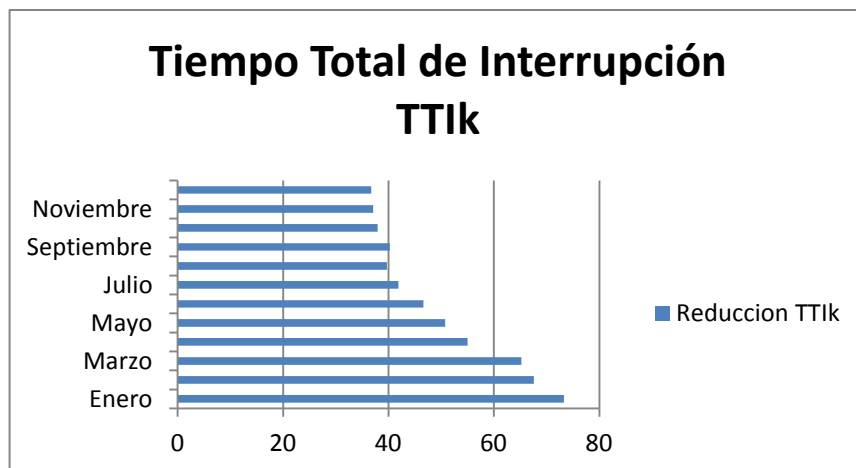
- **LimDAIc** (*limite admisible del índice de Duración anual de interrupción por Consumidor*),
- **limFAIc** (*Límite Admisible del Índice de Frecuencia anual de interrupción por consumidor*),
- **FAIc** (*Índice de Frecuencia anual de interrupción por consumidor*) y
- **DAIc** (*índice de Duración anual de interrupción por Consumidor*)<sup>71</sup>.

Como se puede observar en las figuras No. 17 y No. 18 se ha obtenido una reducción de la Frecuencia anual de interrupciones y del Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado respectivamente, esto debido a nuevos proyectos fomentados para la mejora de la infraestructura en los sistemas de distribución es decir un aumento de la confiabilidad del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Quito S.A.



**Figura No.17- Reducción de la FMik en Porcentaje comparación 2009 – 2010.**  
**Fuente:** Sistema de datos CONELEC – SISDAT.

<sup>71</sup>Capítulo 1, índices de calidad de energía



**Figura No.18- Reducción de TTik en Porcentaje Comparación 2009 – 2010.**  
**Fuente:** Sistema de datos CONELEC – SISDAT.

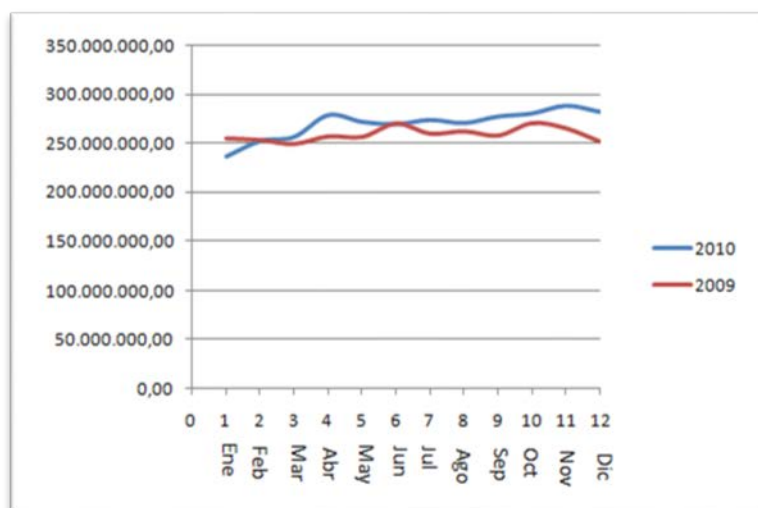
Como se observa en las figuras No. 17 y No. 18 se puede apreciar la reducción tanto en la Frecuencia Media de Interrupción por KVA ( FMIk), como en el Tiempo Total de Interrupción (TTik) los cuales en los primeros meses presentan valores muy elevados hasta llegar a los meses de diciembre en los cuales tienden a disminuir considerablemente; esto se debe a que la inversión realizada en la automatización de subestaciones y equipos de re conexión automática que mejoran la infraestructura de la red de distribución.

### 3.2.1 EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA FACTURADA

Es importante el poder analizar la energía facturada debido a que los costos invertidos en mejorar el servicio eléctrico que se entrega deberán ser reflejados en el total de la energía entregada, obtenidos a través de la recaudación por el servicio.

Aunque no siempre se cumpla este compromiso dentro del cálculo de la Energía No Suministrada es muy importante reflejar estos valores para analizar la cantidad de energía que dejó de ser suministrada al abonado.

Los años considerados para el cálculo de la ENS nos dará una idea clara del nivel de demanda que posee la Empresa Eléctrica Quito S.A.



**Figura No.19- Energía Total Facturada en el año 2009 y 2010**

**Fuente:** Sistema de datos CONELEC – SISDAT.

Como se puede apreciar en la figura No. 19 existe mayor incremento de energía facturada entre el año 2009 y 2010 esto se deba a lo que se había tratado al iniciar este capítulo, a que existe un incremento de carga de un valor del 4% lo cual se cumple, pero lo importante es poder reducir significativamente la ENS ya que como se explico acarrea pérdidas económicas y sociales<sup>72</sup>.

### 3.2.2 CÁLCULO MANUAL DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Para poder determinar la Energía No Suministrada (ENS) hay que tener en cuenta que la Empresa Eléctrica Quito S. A. se encuentra en la subetapa 1 de análisis en lo que a Calidad de Servicio Técnico se refiere para ello se usarán las formulas establecidas en la Regulación No. CONELEC 004/01 abordadas ya en el capítulo 1 de la presente Tesis, las cuales son:

a) Si:  $FMIK > LímFMIK$  y  $TTIK < LímTTIK$

<sup>72</sup> Seminario Smart Grid IEEE – UPS 2011

$$ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

b) Si:  $FMIK < LimFMIK$  y  $TTIK > LimTTIK$

$$ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{THPA}$$

c) Si:  $FMIK > LimFMIK$  y  $TTIK > LimTTIK$ ; y, si  $\frac{TTIK}{FMIK} < \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$

$$ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

d) Si:  $FMIK > LimFMIK$  y  $TTIK > LimTTIK$ ; y, si  $\frac{TTIK}{FMIK} \geq \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$

$$ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{THPA}$$

Donde:

*ENS:* Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.

*ETF:* Energía Total Facturada a los consumidores en bajo voltaje (BV) conectados a la Red de Distribución Global; o, al alimentador primario considerado, en kWh, en el periodo en análisis.

*THPA:* Tiempo en horas del periodo en análisis.

*FMIK:* Índice de Frecuencia media de interrupción por kVA.

Como se aprecia el primer paso es obtener la Frecuencia Media de Interrupción por KVA(FMIK), así como el Tiempo Total de Interrupción por KVA (TTIK) y la Energía Total Facturada (ETF) información que fue solicitada al CONELEC y prevista a través de su sistema automatizado de datos (SISDAT); de la información obtenida se procederá a realizar un breve cuadro de resumen de los datos obtenidos del SISDAT para los años 2009 y 2010 en sus diferentes meses como se lo observa en la Tabla No. 17.

	2010		2009		LIMITES	
	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	Lím FMIK	Lim TTIK
<b>Enero</b>	0	0	0	0	5	10
<b>Febrero</b>	0	0	0	0	5	10
<b>Marzo</b>	0	0	0	0	5	10
<b>Abril</b>	0	0	0	0	5	10
<b>Mayo</b>	5,551	3,568	5,55	3,57	5	10
<b>Junio</b>	6,481	4,801	5,4204	4,1682	5	10
<b>Julio</b>	7,5635	14,526	5,62266667	4,182	5	10
<b>Agosto</b>	7,5635	14,526	5,753	5,111875	5	10
<b>Septiembre</b>	13,4658	10,0546	5,855	4,987555556	5	10
<b>Octubre</b>	12,7065	9,15533333	6,16433333	5,81675	5	10
<b>Noviembre</b>	22,8295	11,2798333	6,33625	6,0595	5	10
<b>Diciembre</b>	25,89275	19,633	6,34385714	5,708071429	5	10

**Tabla No 17.- Resumen de FMIK y TTIK**

**Fuente:** Informe de Calidad de Servicio Técnico CONELEC

Ahora bien como se aprecia en la tabla presentada para poder determinar que formulación usar existen restricciones que se deben cumplir y para ello es necesario analizar cada uno de los datos de la Tabla No. 17, para ello se realizará en el mes de Septiembre del año 2010 y luego basado en el sistema de computo se elaborará una tabla de resumen que muestre los valores obtenidos.

**Datos correspondientes al mes de septiembre, año 2010.**

**FMIK = 13,4658**

**TTIK =10,0546**

**LímFMIK = 5**



$$\text{LímTTIK} = 10$$

$$\text{ETF} = 277224262,602$$

$$\text{THPA} = 720$$

**Para el Caso a)**

$$FMik > \text{lim}FMik$$

$$13.4658 > 5$$

Como se aprecia para esta primera condición se cumple que la Frecuencia Media de Interrupción (FMik) es mayor que el límite establecido (LímFMik), se procede a revisar la segunda condición.

$$TTIk < \text{lim}TTIk$$

$$10.0546 < 10$$

Ahora se puede notar que la segunda condición no cumple por ende la formulación de cálculo de la Energía no Suministrada no pertenece al caso a.

**Para el Caso b)**

$$FMik < \text{lim}FMik$$

$$13.4658 < 5$$

Para la primera condición de este caso se aprecia que no se cumple por ende la formulación de cálculo de la Energía No Suministrada no pertenece.

**Para el Caso c)**

Para la primera y segunda condición se determinó que si cumple ya que fueron analizados para el caso a; se procede a revisar la tercera condición.

$$\frac{TTIk}{FMIk} < \frac{\lim TTIk}{\lim FMIk}$$

$$\frac{10.0546}{13.4658} < \frac{10}{5}$$

$$0.7466 < 2$$

Para la tercera condición de este caso se determino que si se cumple por ende se podrá usar la formulación para este caso y realizar el cálculo de la Energía No Suministrada.

$$ENS = (FMIK - \text{Lim}FMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

$$ENS = (13.4658 - 5) * \frac{10.0546}{13.4658} * \frac{277224262,602}{720}$$

$$ENS = 2433881,23753258 \text{ Kwh}$$

Ahora bien se ha determinado la Energía No Suministrada pero para el mes de septiembre de un año, para poder realizar un cálculo más eficiente ha previsto elaborar una tabla de verdad que nos ayude a poder ver en qué caso se encuentra cada uno de los meses analizados.

	2010				2009			
	Caso a	Caso b	Caso c	Caso d	Caso a	Caso b	Caso c	Caso d
<b>Enero</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Febrero</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Marzo</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Abril</b>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Mayo</b>	1	0	0	0	1	0	0	0
<b>Junio</b>	1	0	0	0	1	0	0	0
<b>Julio</b>	0	0	1	0	1	0	0	0
<b>Agosto</b>	0	0	1	0	1	0	0	0
<b>Septiembre</b>	0	0	1	0	1	0	0	0
<b>Octubre</b>	1	0	0	0	1	0	0	0
<b>Noviembre</b>	0	0	1	0	1	0	0	0
<b>Diciembre</b>	0	0	1	0	1	0	0	0

**Tabla No 18.- Tabla de Verdad para determinar el caso y calcular la ENS.**

Fuente: El autor

Como se observa en la tabla No. 18 se ha logrado determinar exactamente en qué caso se encuentra cada uno de los meses analizados para así determinar la Energía No Suministrada de acuerdo al caso que le corresponda como se lo demostró en el ejemplo planteado.

De acuerdo a este cálculo realizado se han obtenido los valores correspondientes por Energía No Suministrada de la siguiente:

	<b>2010</b>	<b>2009</b>
	<b>ENS (Kwh)</b>	<b>ENS (Kwh)</b>
<b>Enero</b>	0	0
<b>Febrero</b>	0	0
<b>Marzo</b>	0	0
<b>Abril</b>	0	0
<b>Mayo</b>	133637,854	126.303,46
<b>Junio</b>	410519,627	121.670,29
<b>Julio</b>	1871419,81	167.382,04
<b>Agosto</b>	1849859,23	244.217,92
<b>Septiembre</b>	2433881,24	261.192,99
<b>Octubre</b>	2161752,7	414.198,28
<b>Noviembre</b>	3527665,95	472.090,64
<b>Diciembre</b>	6204730,72	422.711,69

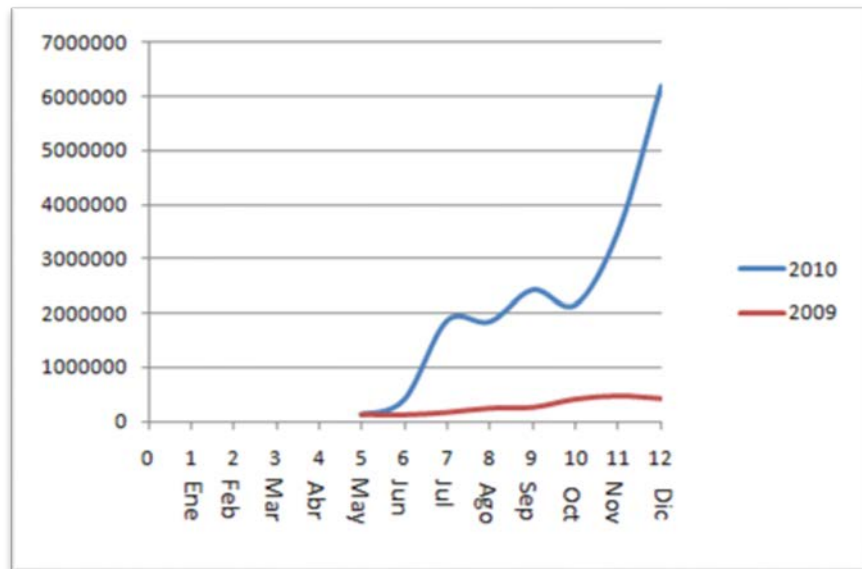
**Tabla No 19.- Energía No Suministrada para año 2009 y 2010**

**Fuente:** El Autor

En la tabla No.19 se muestran ya los datos obtenidos de Energía No Suministrada para los años 2009 y 2010, como se observa para los meses de enero, febrero, marzo, abril no existen valores por energía suministrada esto debido a que no se ha registrado valores para estos meses.

### **3.2.3 ANÁLISIS DE LOS VALORES OBTENIDOS DE ENERGIA NO SUMINISTRADA**

De los valores obtenidos se realiza un breve análisis para dar un mejor entendimiento de los valores obtenidos.



**Figura No.20- Curvas de valores de ENS para el 2009 y 2010.**

**Fuente:** El Autor

Como se observa en el figura No. 20 existe un mayor valor obtenido por Energía No Suministrada (ENS) en el año 2010 que en el año 2009 esto se debió a que en el año que se menciona se dio el proceso de automatización de la red de Distribución de la Empresa Eléctrica Quito S.A. así como la implementación de su sistema SCADA para una mejor operatividad en la atención a fallas que surgieron en la red eléctrica.

Por este motivo fue necesario realizar transferencias de cargas existiendo un alto número de cortes controlados que aumentó la Energía No Suministrada en estas fechas<sup>73</sup>.

### **3.3 COSTOS DIRECTOS E INDIRECTOS QUE AFECTAN EL SERVICIO.**

La energía que se suministra a un abonado se factura desde una medición real y específica hasta a una establecida, pero de igual manera la energía que se deja de suministrar debería de considerar una compensación económica por la afectación

<sup>73</sup> Empresa Eléctrica Quito S.A. Sección de Calidad de Servicio Técnico

directa en la economía del abonado que paga por un servicio continuo y de óptimas condiciones eléctricas.

Se puede definir que el costo de afectación por la Energía No Suministrada, es una medida de unidades monetarias del daño económico y/o social que sufren los abonados, producto de la reducción de la calidad de servicio y en especial por la Energía No Suministrada.

Estos costos se encuentran ligados directamente a gastos por implementación tecnológica, capacitación del personal técnico, recursos para afrontar y solventar en el menor tiempo una interrupción y de darse el caso los gastos en que se incurriría para compensar al abonado que no se le ha brindado el servicio que éste se merece.

### **3.3.1 COSTOS DIRECTOS**

Son aquellos que se identifican plenamente con una actividad, departamento o producto. Para el caso del sistema eléctrico el costo directo es el paro de la producción; el costo que involucra realizar inversiones para cumplir con un compromiso adquirido con la finalidad de entregar un servicio eléctrico de calidad.

### **3.3.2 COSTOS INDIRECTOS**

Son aquellas que no se pueden identificar con una actividad determinada, es decir se derivan de la consecuencia de la energía no suministrada así se tienen entre ellos, robos de cobre, saqueos, accidentes, etc. Los cuales provocan interrupciones que generan pérdidas económicas a los abonados y por ende a la Empresa que distribuye el servicio por los reclamos que estos ocasionan.

### **3.3.3 DIFICULTADES PARA MEDIR EL COSTO DE AFECTACIÓN POR LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA**

El suministro satisfactorio de energía eléctrica representa un valor muchas veces superior al precio de la energía en razón de los perjuicios sociales y económicos que acarrea la Energía No Suministrada.

El costo de la afectación por la Energía No Suministrada constituye algo difícil de valorar dada la serie de factores que influyen en ella. Las principales dificultades se plantean por las siguientes razones:

- En muchas aplicaciones la energía eléctrica produce un aumento en la calidad de vida, lo que la mayoría de las veces no puede considerarse como algo económicamente negociable.
- En otras aplicaciones, en las cuales el producto es un bien negociable, no existe una relación rígida entre el empleo de la electricidad y la producción final.
- El costo de afectación por la Energía No Suministrada varía ante la existencia o no de selectividad en la restricción, o si ésta afecta a todos los consumidores por igual o no.
- El valor del costo de la afectación por Energía No Suministrada puede variar en forma importante dependiendo de factores como:
  - La magnitud de la falla.
  - La duración de la interrupción.
  - El tipo de usuario afectado.
  - La frecuencia de las interrupciones.
  - El nivel de tensión del afectado.
  - La hora, día, estación en que ocurre la falla.

### **3.4 MÉTODOS DE EVALUACIÓN.**

Existen varios procedimientos para evaluar el costo de falla. Algunos de estos son:

- Análisis econométrico
- Métodos directos
- Método implícito

### 3.4.1 ANÁLISIS ECONOMÉTRICO

Consiste básicamente en la estimación del costo de la afectación de la Energía No Suministrada a través de modelos econométricos. Así por ejemplo, para estimar el valor medio del impacto de la interrupción del suministro sobre un consumidor industrial, se relaciona el volumen de producción de éste con una serie de factores, entre los cuales está el consumo de energía eléctrica. Luego, es posible encontrar el punto para el cual el consumidor se encuentra indiferente ante una determinada carencia de suministro, a cambio del pago de un monto monetario específico. Se puede afirmar que la ventaja de este procedimiento recae en su fundamento teórico, sin embargo para llevarlo a la práctica se requiere un número de supuestos y simplificaciones que lo han hecho perder terreno respecto de los métodos directos.

Este método es para poder determinar los costos de falta de energía eléctrica que se deja de suministrar a causa de una interrupción, para poder desarrollar este método se utiliza la información macroeconómica de la producción total, la energía consumida por el país en el año y por sectores económicos, el producto interno bruto de los diversos sectores, la utilización de la mano de obra este método es aplicable para la determinación del costo de la energía no suministrada (CENS) en el sector comercial e industrial pero en menor grado el residencial ya que no se puede generalizar toda la población debido a que dependen estrictamente del factor socio económico, su forma de cálculo es:

$$CENS = \frac{\text{Producto Interno Bruto (PIB)}}{\text{Energía Total Facturada (Kwh)}}$$



### **3.4.2 MÉTODO DIRECTO**

Consisten fundamentalmente en la realización de encuestas a los clientes para averiguar el costo en que les ha producido el corte de la energía eléctrica. Generan también información complementaria, que le da solidez a su evaluación. Así es posible tener, con una adecuada elaboración de la encuesta, una amplia base de datos del costo de falla para distintos tipos de abonados, duración de la interrupción, tipo de interrupción, etc.

### **3.4.3 MÉTODO IMPLÍCITO**

Utilizado principalmente por la empresa eléctrica francesa (EDF), parte del supuesto que el plan actual de expansión de la empresa eléctrica, es económicamente óptimo desde un punto de vista global, esto es, incluyendo el costo de afectación por energía no suministrada. Como el plan y los costos (exceptuando el de falla) son conocidos, es posible estimar el valor medio de la energía no suministrada de las condiciones de óptimas.

## **3.5 LEYES DE CALIDAD DE ENERGÍA DE OTROS PAÍSES**

### **3.5.1 ARGENTINA**

Con la finalidad de poder brindar un estándar de calidad de servicio eléctrico la entidad que se encarga de regular es el Ente Regulador de la Electricidad (ENRE) ha dispuesto de multas y sanciones frente a las fallas que se puedan producir en las Empresas Distribuidoras; entre lo que controla este ente regulador es:

- Calidad del Producto Técnico
- Calidad de Servicio Técnico

- Calidad de Servicio Comercial
- Seguridad Pública

Los valores máximos admitidos para un usuario son 6 interrupciones por semestre y 10 horas por interrupción además solo se computan interrupciones mayores a los tres minutos por lo que se detalla en la siguiente tabla:

	Frecuencia Interrupción/ Semestre	Tiempo Máximo/ Interrupción
Usuarios en Alta Tensión	3	2
Usuarios en Media Tensión	4	3
Usuarios en Baja Tensión		
Pequeñas y Medianas Demandas	6	10
Grandes Demandas	6	6

**Tabla No.20- Frecuencia de Interrupción y Tiempo de Duración de las mismas en el país de Argentina**

**Fuente:** Entidad Reguladora de Electricidad (ENRE) - Argentina

Cuando se excede el límite de interrupciones el usuario recibe un crédito en sus facturas del semestre siguiente proporcional a la energía no suministrada, en el caso de usuarios residenciales la compensación económica es alrededor de 2 \$/Kwh duplicándose en el caso de usuarios de Media tensión y Alta tensión.

La forma de cálculo de la Energía No Suministrada es mediante la curva de carga y según su categoría tarifaria. En relación a la calidad de servicio técnico se realiza un control en función a los indicadores de frecuencia y tiempo que se deja de brindar servicio en el sitio de distribución:

- Indicadores de Interrupción por transformador (frecuencia media de interrupción FMIT, tiempo total de interrupción TTIT)

- Indicadores de interrupción por KVA nominal instalado (Frecuencia media de Interrupción FMIK y el Tiempo total de Interrupción TTIK).
- Indicadores de interrupción adicional (tipo total de primera y última reposición, la energía indisponible).

En caso de producirse incumplimiento en los indicadores que representan la calidad de servicio técnico tanto en la frecuencia como en el tiempo se calculara la penalización con los dos casos y se adoptara el que posea el mayor valor.

### 3.5.2 CHILE

En este país el ente regulador es el Centro Nacional de Energía (CNE) a pesar que Chile no entrega compensación por la energía que deja de suministrar este país es el primero en realizar una desintegración del estado a el sector eléctrico ya que tanto la generación, transmisión y distribución son realizadas por empresas privadas siendo solo el estado u ente regulador, fiscalizador y subsidiario. Por lo tanto la empresa puede invertir lo que crea necesario para realizar la operación.

Los límites de distribución son los siguientes:

	Frecuencia Interrupción	Tiempo Máximo/ Interrupción
Usuarios en Media Tensión	22	20
Usuarios en Baja Tensión	14	10

**Tabla No.21- Frecuencia de Interrupción y Tiempo de Duración de las mismas en el país de Chile**

**Fuente:** Centro Nacional de Energía (CNE) - CHILE

Los índices calculados son:

- Frecuencia media de interrupción para transformadores FMIT y el tiempo total de interrupción para transformadores TTIT.
- Frecuencia media de interrupción por KVA FMIK y el tiempo total de interrupción por KVA TTIK.

### **3.5.3 INGLATERRA Y GALES**

La entidad que se encarga de realizar la Regulación se llama la Oficina Reguladora (OFFER) su desintegración vertical es completa y se divide en los tres agentes del Mercado eléctrico es decir generación, transmisión y distribución, no existe una sanción explícita ante el incumplimiento a la Regulación.

Los estándares que garantizan la calidad de energía eléctrica son:

- Tiempo de respuesta ante a daños en cableado es de 3 y 4 horas.
- Restitución del suministro luego de la interrupción dentro de las 24 horas
- Provisión de energía y medidor hasta 2 días para usuario residencial y el doble para el resto.
- Tiempo de aviso de interrupción mínimo 5 días antes.
- Tiempo para investigar de reclamos de voltajes visita en menos de 7 días o una respuesta contundente por escrito en 5 días.

Como se puede apreciar las sanciones están realizadas especialmente al incumplimiento en la calidad de servicio comercial.

### **3.5.4 ESPAÑA**

En este país bajo decreto real (1995) establece la Regulación de:

- Continuidad de Suministro Eléctrico
- Calidad del Producto
- Calidad de la atención y la relación con el cliente

La calidad se divide en:

- Clientes Individuales
- Clasificación por zonas:
  - Zona Urbana : usuarios > 20000
  - Zona Semiurbana : usuarios < 20000 y usuarios > 2000
  - Zona Rural: usuarios < 2000 y usuarios > 200
  - Zona Rural Dispersa: usuarios  $\leq$  200

La calidad de Servicio Técnico viene determinada por el número y la duración de las interrupciones, los indicadores calculados son el NIEPI (Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada)<sup>74</sup>, TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada)<sup>75</sup> y al sobrepasar los valores la compensación se realizara sobre la facturación como máximo el 10%, a pesar de no existir ningún cálculo para realizar la compensación se toma como interrupción a aquellas que sobrepasan el minuto de desconexión, los limites de interrupción son:

<b>Media Tensión ( 1Kv – 36 Kv)</b>	<b># de Horas</b>	<b>Número de Interrupciones</b>
Zona Urbana	4	8
Zona Semiurbana	8	12
Zona Rural Concentrada	12	15
Zona Rural Dispersa	16	20
<b>Baja Tensión (menores a 1Kv)</b>		
Zona Urbana	6	12
Zona Semiurbana	10	15
Zona Rural Concentrada	15	18
Zona Rural Dispersa	20	24

**Tabla No.22- Límites usados en España**

**Fuente:** Real Decreto español, 1995

<sup>74</sup> Capítulo Dos, ÍNDICES DE MEDICIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

<sup>75</sup> Capítulo Dos, ÍNDICES DE MEDICIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

### 3.5.5 COLOMBIA

Está a cargo de la Regulación la Comisión de la Regulación de Energía y Gas quien establece la calidad de servicio técnico:

- Interrupciones instantáneas menores que 1 minuto
- Interrupciones transitorias entre 1 minuto y 5 minutos
- Interrupciones temporales mayores a 5 minutos

Los indicadores para la calidad de servicio comercial son el DES (Duración Equivalente de los cortes de electricidad mayores a 3 minutos) y el FES (Frecuencia Equivalente de los cortes de electricidad mayor a los 3 minutos).

La población está dividida en grupos de acuerdo al número de habitantes y de esta se derivan los indicadores, los grupos son:

Grupo 1: Población mayor 100000 habitantes

Grupo 2: Población < 100000 habitantes y entre la población > 50000 habitantes.

Grupo 3: Población < 50000

Grupo 4: Área rural

<b>Grupo</b>	<b>DES Horas por año</b>	<b>FES Interrupciones por año</b>
1	19	38
2	29	58
3	39	68
4	61	84

**Tabla No.23- Tabla de límites de Interrupciones usadas en Colombia**

**Fuente:** Comisión de la Regulación de Energía y Gas - Colombia

### 3.6 COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA (CENS)

Para poder determinar y contrastar con los valores del Costo de la Energía No Suministrada (CENS) se ha procedido a realizar encuestas tomadas de la tesis de Kariuki<sup>76</sup>.

Este estudio aplicado en Inglaterra en los momentos de cambios de Regulaciones y con la finalidad de poder establecer retribuciones así como también sanciones a las pérdidas económicas ocasionadas por causa de la falta de Calidad del Servicio Técnico, procedimiento que se llevó a cabo y recaba muy a fondo todos los elementos que son afectados tanto en el sector comercial, residencial e industrial a causa de la Energía No Suministrada.

Para realizar el método directo se ha utilizado la encuesta que se muestra a continuación.

ENCUESTAS AL SECTOR INDUSTRIAL					
<b>DATOS GENERALES DEL ENCUESTADO:</b>					
Tipo de industria:					
Ciudad:					
Ventas mensuales:		<input type="checkbox"/> Menores a 1000 US \$		<input type="checkbox"/> Mayores a 1000 US \$	
		<input type="checkbox"/> Mayores a 5000 US \$		<input type="checkbox"/> Mayores a 10000 US \$	
Número de empleados:					
Número de turnos en la planta:					
<b>P1. ¿Cuál es el valor promedio de su factura mensual por consumo de energía eléctrica?</b>					
	US\$				

<sup>76</sup> KARIUKI, K. (1991) Assessment of Customer Outage Cost Due to Electric Service Interruptions.

<b>P2. ¿Cuánto le cuesta el arriendo del espacio en el que realiza las operaciones industriales; en el caso de que le pertenezca, cuál sería el valor en el que lo arrendaría?</b>									
Propio	US\$		Arriendo	US\$					
<b>P3. ¿Cuál es salario promedio por hora por empleado?</b>									
	Por hora		ó			Mensual			
<b>P4. Posee equipos que mantengan el servicio de energía eléctrica en forma parcial o total que funcionan cuando se interrumpe el servicio de energía eléctrica (baterías o UPS)?</b>									
Si									
No									
<b>P5. ¿Posee generadores de energía eléctrica propios que funcionan cuando se interrumpe el Servicio de energía eléctrica?</b>									
Si					Pase a la P5a,P5b, P5c,P5d,Pe				
No					Pase a la P6				
<b>P5a. Estos generadores cubren:</b>									
Toda la demanda									
Solo iluminación									
Iluminación y Procesos Críticos									
Otros									
<b>P5b.Cuál fue el costo aproximado de inversión en esos generadores y equipo asociado?</b>									
	US\$								
<b>P5c.Cuál es el costo mensual aproximado de mantenimiento de esos generadores?</b>									
	US\$								
<b>P5d.Cuál es el costo variable de producción promedio de esos generadores, incluido el combustible?</b>									
	Cvos US \$/kWh								
<b>P5e. ¿Cuál es la razón fundamental por la que adquirió/no adquirió generadores de emergencia?</b>									



**P6. Suponga que a las 10:00 de un día laborable tiene lugar una interrupción intempestiva de servicio de energía eléctrica, en el mes de mayor producción en el año, cuánto estima que pierde en dólares de acuerdo al tiempo de la interrupción.**

<b>Tiempo de la interrupción del servicio de la energía eléctrica</b>	<b>Pérdidas en dólares</b>	
Menos de 10		
Menos de 30		
Menos de 1 hora		
Menos de 2 horas		
Menos de 4 horas		
De 4 a 8 horas		

**P7. Suponga que a las 10:00 de un día de fin de semana tiene lugar una interrupción de servicio de energía eléctrica, en el mes de mayor producción en el año, cuánto estima que pierde en dólares de acuerdo al tiempo de la interrupción.**

<b>Tiempo de la interrupción del servicio de la energía eléctrica</b>	<b>Pérdidas en dólares</b>	
Menos de 10 minutos		
Menos de 30 minutos		
Menos de 1 hora		
Menos de 2 horas		
Menos de 4 horas		
De 4 a 8 horas		

**P8. Califique el grado de afectación en sus actividades por la interrupción del servicio de energía eléctrica para cada mes del año en la siguiente tabla, siendo 5 más grave y 1 menos grave.**

<b>Mes</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	
<b>Enero</b>						
<b>Febrero</b>						
<b>Marzo</b>						
<b>Abril</b>						
<b>Mayo</b>						
<b>Junio</b>						
<b>Julio</b>						
<b>Agosto</b>						
<b>Septiembre</b>						
<b>Octubre</b>						

Noviembre							
Diciembre							

**P9. Califique el grado de afectación en sus actividades por la interrupción del servicio de energía eléctrico para cada día de la semana en la siguiente tabla, siendo 5 más grave y 1 menos grave**

Día	1	2	3	4	5	
Lunes						
Martes						
Miércoles						
Jueves						
Viernes						
Sábado						
Domingo						

**P10. Califique el grado de afectación en sus actividades por la interrupción del servicio de energía eléctrico en los períodos del día indicados en la siguiente tabla, siendo 5 más grave y 1 menos grave.**

Período	1	2	3	4	5	
00:00 a 07:00						
07:00 a 12:00						
12:00 a 14:00						
14:00 a 18:00						
18:00 a 22:00						
22:00 a 24:00						

**P11 a. Suponga que se requiere interrumpir el servicio de energía eléctrica cuatro horas por semana en días laborables. ¿Cuál de las siguientes alternativas prefiere?**

Un día laborable en la semana por cuatro horas		
Dos horas diarias por dos días laborables		
Una hora diaria durante cuatro días laborables		

**P11 b. Suponga que se requiere interrumpir el servicio de energía eléctrica cuatro horas por semana Suponga que se requiere interrumpir el servicio de energía eléctrica cuatro horas por semana**

Un día laborable en la semana por cuatro horas		
Dos horas diarias por dos días laborables		
Una hora diaria durante cuatro días laborables		

<b>P12. ¿Si usted conociera con anticipación de la interrupción del servicio de energía eléctrica, por una hora en un día laborable, las pérdidas económicas serían menores?, si la respuesta es afirmativa, señale en porcentaje en cuánto disminuirían las pérdidas?</b>			
Si			Pase a la 12a
No			Pase a P13
<b>P12a. En qué porcentaje disminuirían las perdidas?</b>			
	%		
<b>P13. ¿Con qué tiempo de anticipación requiere usted conocer de la interrupción de servicio de energía eléctrica, por una hora en un día laborable, para planificar sus actividades y minimizar las pérdidas económicas?</b>			
	%		
<b>P14. Puede su industria recuperar la producción perdida durante una interrupción imprevista del suministro de energía eléctrica por una hora en un día laborable, sin incurrir en costos adicionales, como por ejemplo pago de horas extras a los empleados?</b>			
Si			
No			
<b>P15. Si la respuesta anterior es negativa, señale el sobrecosto en el que incurriría para recuperar la producción</b>			
	US \$		

Como se puede ver en la encuesta, lo que se intenta determinar es cuál es la inversión económica para poder tener un sistema de energía eléctrica auxiliar en caso de tener una interrupción así como sus indirectos (mantenimiento, combustible, mano de obra parada); si la producción de la industria es constante las 24 horas o solo jornada única; lo cual mediría el impacto que se tendría en las mismas si las interrupciones fueran en días laborables o no laborables y en que horario se tendría una mayor afectación.

### 3.6.1 EVALUACIÓN DE LAS ENCUESTAS REALIZADAS EN EL SECTOR INDUSTRIAL

En las encuestas realizadas se ha obtenido un gran número de las diferentes variables con respecto a la falta de energía eléctrica que afectan a la producción de la industria de las cuales se muestra un resumen de las mismas.

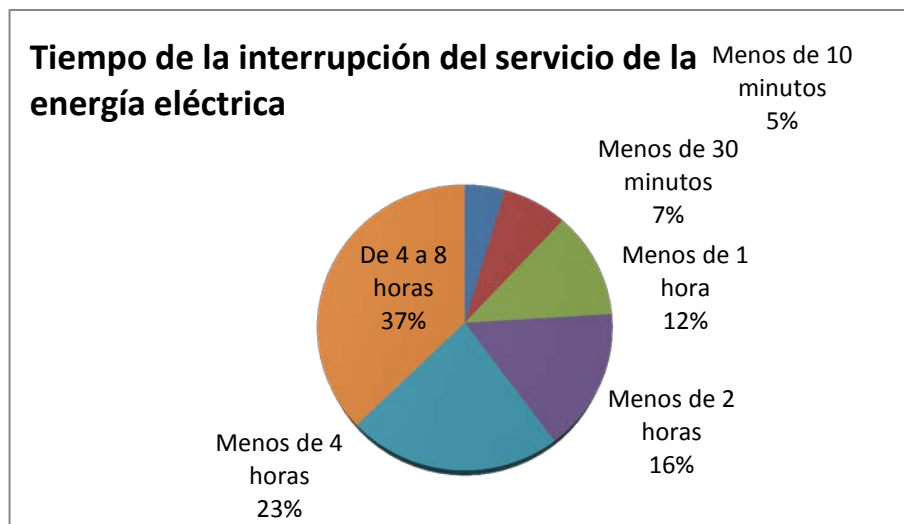
Pregunta		Promedio
¿Cuál es el valor promedio de su factura mensual por consumo de energía eléctrica?		\$USD 9.000,00
¿Cuánto le cuesta el arriendo del espacio en el que realiza las operaciones industriales; en el caso de que le pertenezca, cuál sería el valor en el que lo arrendaría?		USD\$ 100.500,00
Posee equipos que mantengan el servicio de energía eléctrica en forma parcial o total que funcionan cuando se interrumpe el servicio de energía eléctrica (baterías o UPS)?		Si
¿Posee generadores de energía eléctrica propios que funcionan cuando se interrumpe el servicio de energía eléctrica?		Si
Estos generadores cubren:	Toda la demanda	x
	Solo iluminación	
	Iluminación y Procesos Críticos	
	Otros	
Califique el grado de afectación en sus actividades por la interrupción del servicio de energía eléctrico para cada día de la semana en la siguiente tabla, siendo 5 más grave y 1 menos grave	Enero	4
	Febrero	4
	Marzo	4
	Abril	4
	Mayo	4
	Junio	4
	Julio	4
	Agosto	4
	Septiembre	4
	Octubre	4
	Noviembre	4
	Diciembre	4
Califique el grado de afectación en sus actividades por la interrupción del servicio de energía eléctrico para cada día de la semana en la siguiente tabla, siendo 5 más grave y 1 menos grave	Lunes	4
	Martes	4

	Miércoles	4
	Jueves	4
	Viernes	4
	Sábado	4
	Domingo	4
Califique el grado de afectación en sus actividades por la interrupción del servicio de energía eléctrica en los períodos del día indicados en la siguiente tabla, siendo 5 más grave y 1 menos grave.	00:00 a 07:00	2
	07:00 a 12:00	4
	12:00 a 14:00	4
	14:00 a 18:00	4
	18:00 a 22:00	4
	22:00 a 24:00	2
Suponga que se requiere interrumpir el servicio de energía eléctrica cuatro horas por semana en días laborables.		1 hora
¿Si usted conociera con anticipación de la interrupción del servicio de energía eléctrica, por una hora en un día laborable, las pérdidas señale en porcentaje en cuánto disminuirían las pérdidas?		4%
¿Con qué tiempo de anticipación requiere usted conocer de la interrupción de servicio de energía eléctrica, por una hora en un día laborable, para planificar sus actividades y minimizar las pérdidas económicas?		1 día
Puede su industria recuperar la producción perdida durante una interrupción imprevista del suministro de energía eléctrica por una hora en un día laborable, sin incurrir en costos adicionales, como por ejemplo pago de horas extras a los empleados?		No
Si la respuesta anterior es negativa, señale el sobre costo en el que incurriría para recuperar la producción		25%

**Tabla No.24- Resumen de Encuesta Realizada para determinar el CENS**

**Fuente:** CENACE

Estos valores fueron obtenidos de una muestra de 60 empresas industriales de la zona sur con la finalidad de poder corroborar y verificar los datos que se encuentran publicados en la Resolución 025/11 del CONELEC, así como se puede observar en las siguientes figuras que existe una gran afectación debido a las interrupciones ocurridas.



**Figura No.21- Media de las Pérdidas Económicas por la Falta de Suministro de Servicio Eléctrico en Función del Tiempo**  
Fuente: El Autor

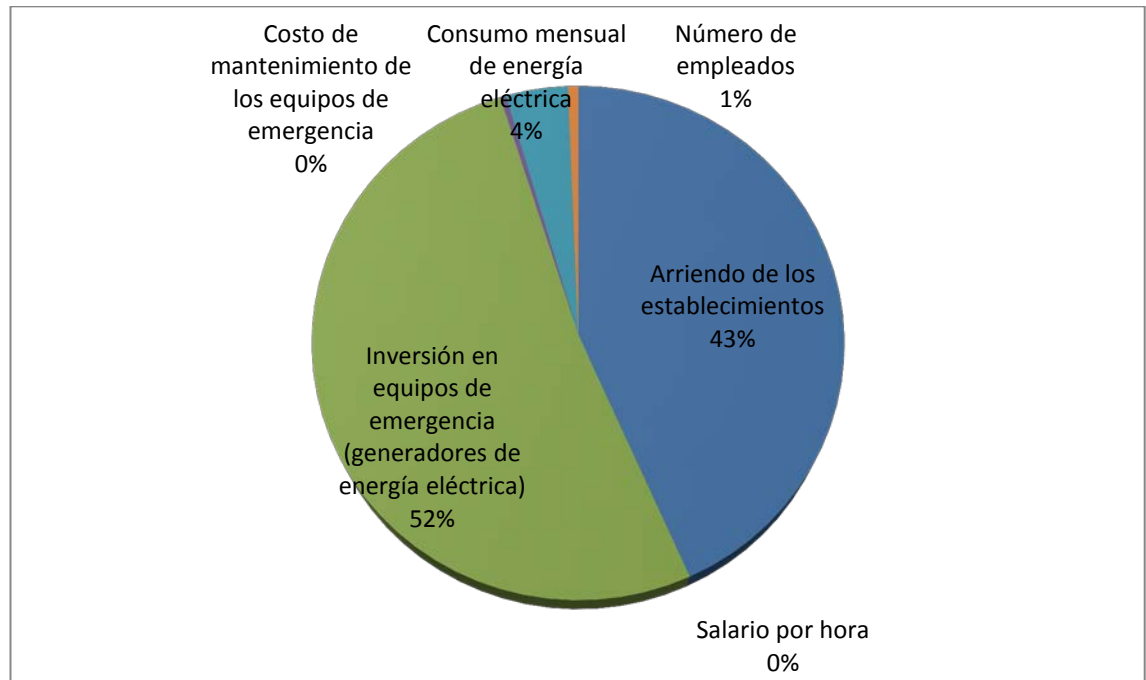
Como se pudo observar las pérdidas económicas en un intervalo de tiempo son muchos mayores en el sector industrial debido que como recordaremos la afectación no es solo la producción sino los indirectos como son la mano de obra, implementación de sistemas auxiliares y demás cosas que conllevan a poder superar este déficit de energía eléctrica.

Pero llevando el análisis más allá y haciendo un resumen de los valores obtenidos de la encuesta podremos observar todos los aspectos que intervienen directa e indirectamente en la obtención del costo de la Energía No Suministrada.

Arriendo de los establecimientos	\$ 100,500.00
Salario por hora	\$ 2.10
Inversión en equipos de emergencia (generadores de energía eléctrica)	\$ 120,000.00
Costo de mantenimiento de los equipos de emergencia	\$ 850.00
Consumo mensual de energía eléctrica	\$ 9,000.00
Número de empleados	\$ 1,500.00

**Tabla No.25- Media de los Valores Obtenidos en la encuesta realizada para la determinación del Costo de la Energía No Suministrada**  
Fuente: El Autor

En la tabla No. 25 se muestra que el costo de la falta de suministro eléctrico en el sector es demasiado elevado en el sector industrial así como el intentar solventar por la misma industria este déficit energético.



**Figura No.22- Curvas Media en porcentaje de los Valores Obtenidos en la encuesta realizada para la determinación del Costo de la Energía No Suministrada.**

**Fuente:** El Autor

De lo anteriormente observado en la figura No. 22 se puede notar que el valor más representativo para la determinación de los Costos de la Energía No Suministrada es el costo del establecimiento y la inversión de equipos auxiliares de y en menor cuantía el consumo mensual de la energía eléctrica.

Ahora bien para la obtención del Costo de la Energía No Suministrada (CENS) se puede calcular en base a los factores que se describieron anteriormente de lo cual se obtiene la siguiente ecuación<sup>77</sup>:

$$C_{\text{en tiempo}} = \frac{CG * \left( NE * SH + \frac{AM}{DM * HT} - \frac{CME}{DM * HT} \right) * TI * 1.2 + \frac{CIEA}{DM * HT} + \frac{CMEA}{DM * HT}}{EC}$$

<sup>77</sup> Evaluación del Costo beneficio de energía eléctrica no servida en el sistema eléctrico ecuatoriano, María Verónica Flores Soria, 2008.

CG = % Cobertura del Generador

NE= Numero de empleados

SH= Salario por hora

AM= Arriendo Mensual

DM= Días del mes

HT= Horas de trabajo de la Industria

CME= Costo Mensual de la Electricidad

TI= Tiempo de la Interrupción

CIEA= Costo de la Inversión de los Equipos Auxiliares

CMEA= Costo de Mantenimiento de Equipos Auxiliares

EC= Energía consumida

Para poder determinar el Costo de la Energía Consumida se divide el costo mensual de la electricidad para el valor de Kwh industrial el cual se encuentra 9,2 US\$Kwh es decir que la energía consumida promedio es de 978.261 Kwh, ahora sustituyendo la información en la fórmula antes presentada se tiene: <sup>78</sup>

$$\text{CENS}_{1\text{hora}} = 4.191 \text{ US\$/Kwh}$$

---

<sup>78</sup> <http://www.hoy.com.ec/noticias-ecuador/energia-electrica-mas-cara-479495.html>



## **CAPÍTULO 4**

### **DETERMINACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD Y LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO**

En el Sector Eléctrico Ecuatoriano tanto la distribución como la comercialización de la energía eléctrica se encuentran a cargo de Empresas Distribuidoras para este servicio, la presente Ley de Régimen del Sector Eléctrico en su artículo # 34 refiere a las Empresas Eléctricas de Distribución (EED) bajo el siguiente texto:

“Los Distribuidores deberán satisfacer toda demanda de provisión del servicio de electricidad durante el término de la concesión que se le otorgue. Serán responsables de atender el incremento de demanda en su zona de concesión, por lo que deberán asegurar su aprovisionamiento celebrando los contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque que considere conveniente.”<sup>79</sup>

Según lo estipulado en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), la responsabilidad de proveer el suministro eléctrico al abonado corre por cuenta de cada Empresa Distribuidora de acuerdo al área geográfica de concesión que le sea asignada, para ello el CONELEC como entidad reguladora y a través de los contratos de suscripción se encarga de la supervisión de las empresas Distribuidoras que prestan el servicio en el país entre las cuales se encuentran:

---

<sup>79</sup> Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), Art. 34, Empresas de Distribución.

- E.E. Centro Sur, E.E. Azogues,
- E.E. Cotopaxi, E.E. Quito,
- E.E. Galápagos,
- E.E. Emelnorte,
- E.E. Ambato,
- E.E. Regional del Sur,
- E.E. Riobamba.

Adicionalmente de las empresas expuestas existen 10 Distribuidoras, las cuales se integraron a la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) a partir del año 2009 mediante el Decreto Ejecutivo No. 1786; entre las cuales se tienen:

- E.E. Península de Santa Elena,
- E.E. Esmeraldas
- E.E. Bolívar
- E.E. Manabí
- E.E. Milagro
- E.E. Santo Domingo
- E.E. El Oro
- E.E. Los Ríos
- E.E. Sucumbíos
- E.E. Guayas – Los Ríos.

En la tabla siguiente se puede encontrar las empresas de distribución así como sus respectivos contratos de concesión bajo el cual se entrega el servicio de suministro eléctrico.

Items	Código	EMPRESA	FECHA DE SUSCRIPCION				
			CONTRATO DE CONCESIÓN	CONTRATO MODIFICATORIO PRIMERO	CONTRATO MODIFICATORIO SEGUNDO	CONTRATO MODIFICATORIO TERCERO	CONTRATO DE LICENCIA
1	CD-99-01	E.E. CENTRO SUR	30-Jul-1999	10-Ene-2002			
2	CD-99-02	E.E. AZOGUES	10-Dic-1999	18-Oct-2001	24-Nov-2005	05-May-09	
3	CD-99-03	E.E. COTOPAXI	13-Dic-1999	31-Oct-2001	12-Ene-2006		
4	CD-00-04	E.E. QUITO	03-Abr-2000	10-Oct-2001	04-Sep-2007		
5	CD-00-05	E.E. GALAPAGOS	27-Jul-2000	19-Jul-2001	18-Ago-2003	04-Abr-2006	
6	CD-01-06	E.E. EMELNORTE	19-Abr-2001	08-May-2007			
7	CD-01-07	E.E. AMBATO	31-Jul-2001	29/12/2004*	04-Abr-2007		
8	CD-01-08	E.E. REGIONAL DEL SUR	04-Oct-2001	25-Mar-2006			
9	CD-01-09	E.E. RIOBAMBA	04-Oct-2001	16-May-2006			
10	CL-09-10	CNEL CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. E.E. PENINSULA STA. ELENA E.E. ESMERALDAS E.E. BOLIVAR E.E. MANABI E.E. MILAGRO E.E. STO. DOMINGO E.E. EL ORO E.E. LOS RIOS E.E. SUCUMBIO E.E. GUAYAS LOS RIOS					02-Mar-2009

NOTA: Mediante Decreto Ejecutivo No. 1786 de 18 de junio de 2009, la CORPORACIÓN PARA LA ADMINISTRACIÓN TEMPORAL ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL se convierte en la UNIDAD DE GENERACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL - ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL.

**Tabla No.26- Distribuidoras, Contratos de Concesión y Licencias.**

**Fuente:** Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

Cada Empresa Distribuidora posee una determinada área geográfica para la prestación del servicio, así lo estipula en el respectivo contrato de concesión establecido para cada una de ellas, para el territorio Ecuatoriano se puede observar en la figura No.23 la distribución del área asignada a cada empresa Distribuidora.



Es así que para cada Empresa Distribuidora comprende la concesión del Servicio de Suministro Eléctrico para las provincias de Tungurahua, Pastaza, Napo, Morona Santiago, Cañar, Guayas, Cotopaxi, Galápagos, Pichincha, Azuay, Morona Santiago, Zamora, Chimborazo, Imbabura, Esmeraldas, Sucumbíos, Los Ríos, Manabí entre otras, según el área de concesión asignada como se lo puede encontrar en el cuadro siguiente.

<b>ÁREAS DE CONCESIÓN</b>		
<b>EMPRESA DISTRIBUIDORA</b>	<b>ÁREA [Km2]</b>	<b>PROVINCIAS</b>
<b>Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro-Norte S.A. (AMBATO)</b>	40805	Tungurahua, Pastaza, Napo, Morona Santiago
<b>Empresa Eléctrica Azogues CA. (AZOGUES)</b>	1187	Cañar
<b>Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. (EMELEC CATEG)</b>	1399,34	Guayas
<b>Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. (ELEPCO S.A)</b>	5 556	Cotopaxi
<b>Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A. (GALÁPAGOS)</b>	7 942	Galápagos
<b>Empresa Eléctrica Quito S.A. (QUITO)</b>	14 971	Pichincha, Napo
<b>Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (CENTROSUR)</b>	28 962	Azuay, Cañar, Morona Santiago
<b>Empresa Eléctrica Regional del Sur C.A. (SUR)</b>	22 721	Loja, Zamora y Morona
<b>Empresa Eléctrica Riobamba</b>	5 940	Chimborazo
<b>Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE)</b>	11 979	Carchi, Imbabura, Pichincha, Esmeraldas, Sucumbíos
<b>Corporación Nacional Eléctrica (CNEL.),</b> formación de las empresas: STA. ELENA, EMELESA, BOLÍVAR, EMELMANABI, MILAGRO, STO. DOMINGO, EL ORO, LOS RÍOS, SUCUMBÍOS, EMELGUR.	114.9	Sta. Elena, Esmeraldas, Bolívar, Manabí, Sto. Domingo, El Oro, Los Ríos, Sucumbíos

**Tabla No.27- Áreas de Concesión.**

**Fuente:** Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)

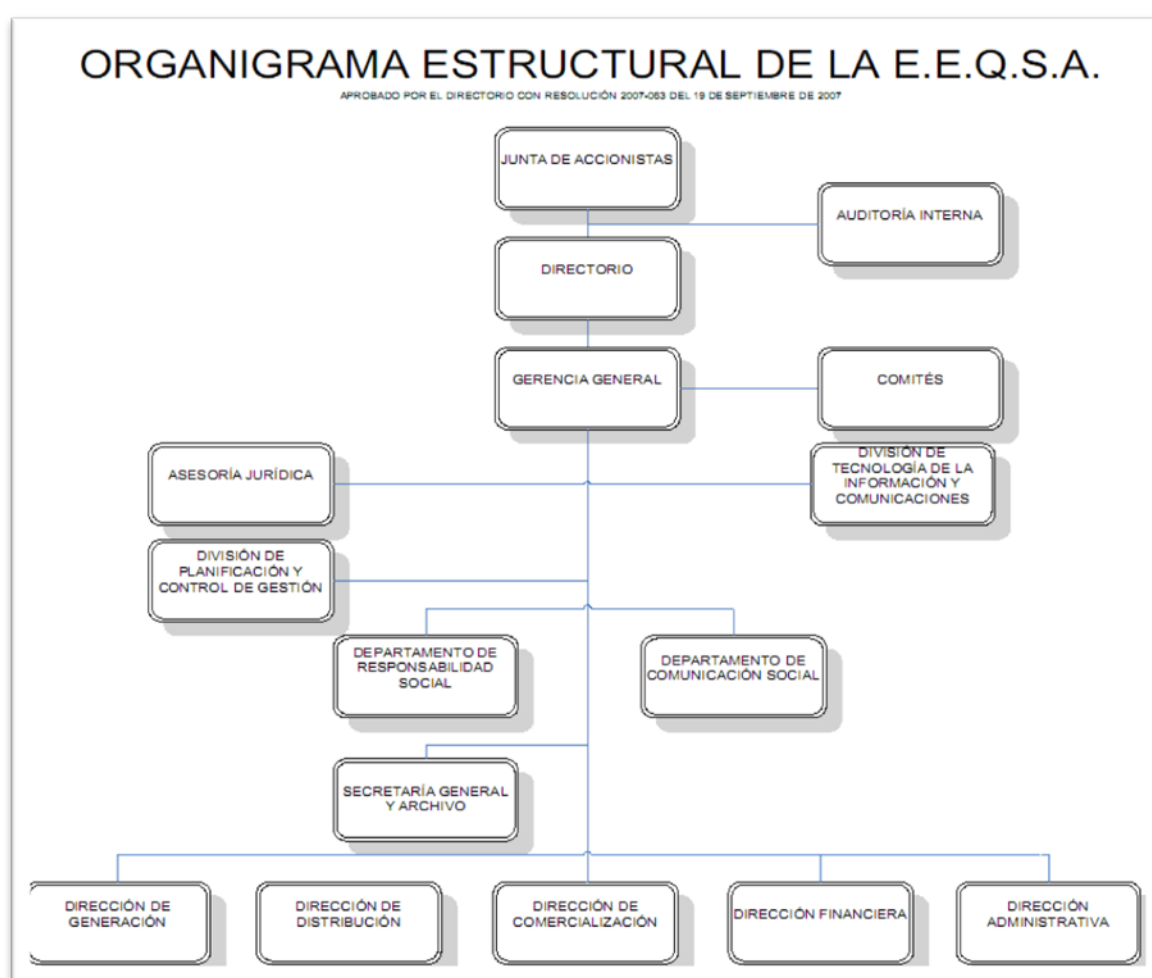
#### **4.1 CARACTERÍSTICAS Y ASPECTOS RELEVANTES DE LA RED ELÉCTRICA EN LA CIUDAD DE QUITO**

La Empresa Eléctrica Quito (EEQSA), con un área aproximada de 15.000 km<sup>2</sup> de concesión es la encargada de prestar los servicios en sus 4 distintas áreas como son: Generación, Transmisión de aporte al Mercado Eléctrico Mayorista en el Ecuador (MEM), así como también la Distribución y Comercialización de energía para las provincias de Pichincha, Napo, Santo Domingo de los Tsáchilas, Cotopaxi e Imbabura en su zonas limítrofes que en sí comprenden un punto importante de análisis en la presente Tesis.



#### 4.1.1 ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN.

La Empresa Eléctrica Quito (EEQSA) al igual que las demás instituciones públicas, presenta un organigrama estructural para el área de Distribución mediante el cual se llevan la mayoría de procesos enfocados en la atención del Sector Eléctrico Ecuatoriano a fin de satisfacer la demanda eléctrica del área concesionada con un servicio de calidad.



**Figura No.25- Organigrama estructural de la Empresa Eléctrica Quito.**  
**Fuente: Página oficial de la Empresa Eléctrica Quito.**

Entre los principales accionistas que comprenden la Empresa Eléctrica Quito se encuentran:

- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER).
- Ilustre Municipio del Distrito metropolitano de Quito.
- Consejo Provincial de Pichincha.
- Consejo Provincial del Napo.
- Industriales y Comerciantes.

En la tabla siguiente se puede verificar el porcentaje de acciones que posee cada uno de ellos:

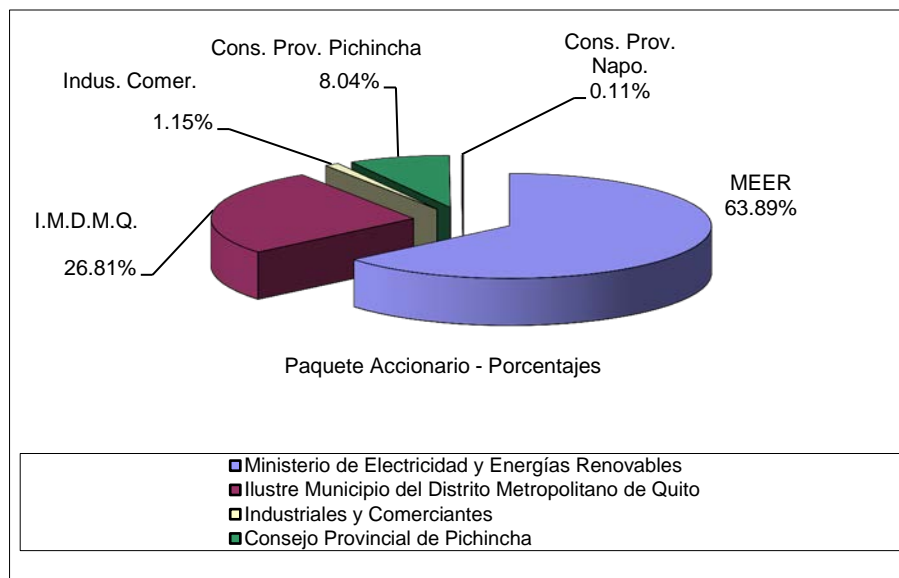
<b>ACCIONISTAS</b>	<b>Acciones Ordinarias</b>	<b>5% Adicional Acciones Preferidas</b>	<b>Total</b>	<b>%</b>
Ministerio de Electricidad y Energías Renovables	118.242.414		118.242.414	<b>63,89%</b>
Ilustre Municipio del Distrito Metropolitano de Quito	47.872.616	1.749.541	49.622.157	<b>26,81%</b>
Industriales y Comerciantes	2.125.399		2.125.399	<b>1,15%</b>
Consejo Provincial de Pichincha	14.878.444		14.878.444	<b>8,04%</b>
Consejo Provincial del Napo	194.336		194.336	<b>0,11%</b>
<b>Total</b>	<b>183.313.209</b>	<b>1.749.541</b>	<b>185.062.750</b>	<b>100%</b>

**Tabla No.28- Cuadro de Integración de Capital de la E.E.Q.**

**Fuente:** Dirección de Planificación y Estadística de la Empresa Eléctrica Quito

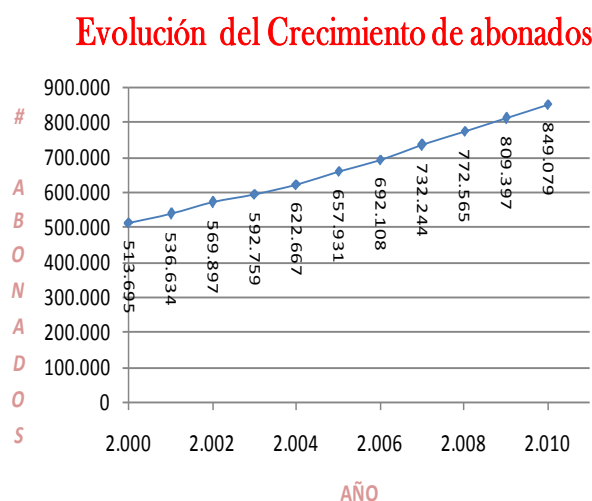
Como se puede observar en la figura No.26 el principal accionista para el Empresa Eléctrica Quito (EEQSA) es el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), con un 63,89% de las acciones la empresa.





**Figura No.26- Organigrama estructural de la Empresa Eléctrica Quito.**  
**Fuente:** Dirección de Planificación y Estadística de la Empresa Eléctrica Quito.

La demanda de abonados actual de la Empresa Eléctrica Quito es de 849.079 correspondientes al mes de diciembre del año 2010, siendo así que en los diez últimos años se ha presentado una notable evolución del crecimiento de abonados considerados entre residenciales, comerciales, industriales y otros, lo cual se puede observar en la figura No. 27.



**Figura No.27- Evolución del crecimiento de abonados.**  
**Fuente:** Dirección de Planificación y Estadística de la Empresa Eléctrica Quito.

Según el índice de crecimiento presentado en la figura No. 27 se puede deducir que el crecimiento anual de abonados es de 33.538, lo cual es tomado en cuenta en la planificación anual para cumplir con cada uno de los parámetros de calidad que la Regulación establece en función de este crecimiento que afecta el nivel óptimo de los servicios prestados.

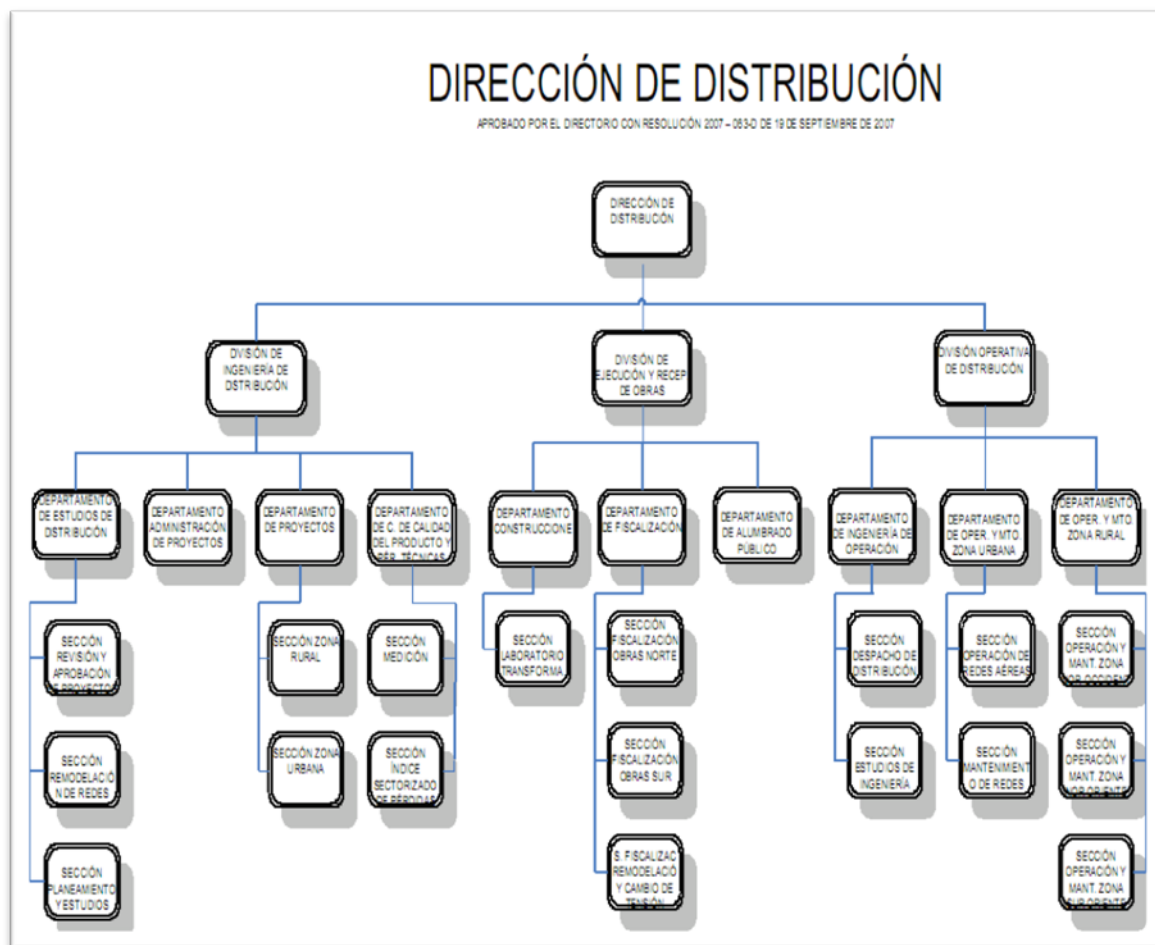
Por otro lado al analizar el personal técnico que la Empresa Eléctrica Quito S.A. posee para garantizar la mejora de la prestación del servicio se observa en la siguiente tabla los índices encontrados referentes a la evolución anual que estos han tenido.

Valores a diciembre - Número de trabajadores EEQ S.A.				
Año	De planta	Ocasionales	Con terceros	Total
2.000	1166	22	214	1402
2.001	1129	24	258	1411
2.002	1142	38	223	1403
2.003	1041	72	305	1418
2.004	1030	43	385	1458
2.005	1060	0	421	1481
2.006	1057	15	482	1554
2.007	1051	0	516	1567
2.008	1535	33	0	1568
2.009	1525	65	0	1590
2.010	1539	116	0	1655

**Tabla No.29- Crecimiento del número de trabajadores de la E.E.Q.**

**Fuente:** Dirección de Planificación y Estadística de la Empresa Eléctrica Quito

Dentro de los grupos técnicos que comprenden esta entidad se encuentra la Dirección de Distribución que es la encargada de gestionar y administrar el manejo de la energía que es entregada al abonado así como mantener la calidad de la misma a fin de prestar un servicio óptimo.



**Figura No.28- Organigrama estructural de la Empresa Eléctrica Quito.**  
**Fuente:** Pagina oficial de la Empresa Eléctrica Quito.

## 4.2 MANEJO DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA POR LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

La Empresa Eléctrica Quito S.A. para el manejo de la Calidad del Servicio Eléctrico dentro del área de concesión, la realiza a través las divisiones de Ingeniería de Distribución y Comercialización, estos departamentos son los encargados de registrar, analizar, evaluar y remitir la información que el CONELEC solicita.

El análisis de la Calidad del Servicio Eléctrico es realizado de acuerdo a los parámetros, exigencias y normas establecidas en la Regulación No. CONELEC 004/01.

#### **4.2.1 MANEJO DE LA CALIDAD DE PRODUCTO**

El manejo de la Calidad del Producto corresponde a la forma en que se manejan los procesos a fin de garantizar un servicio de suministro eléctrico tomando en cuenta los factores que afectan la forma de onda, entre los que son solicitados por la Regulación No. CONELEC 004/01 se encuentran: Variaciones de Voltaje, Parpadeo o efecto Flicker ( PST), Nivel de Distorsión Armónica (VTHD) y Factor de Potencia. Cada uno de ellos se analizan en base a mediciones establecidas según lo que la Regulación No. CONELEC 004/01 establece lo cual ya fue tratado con mayor énfasis en el Capítulo 1 de la presente Tesis. Estas mediciones son evaluadas a través de medios informáticos a fin de obtener los índices finales expresados en porcentajes de cumplimiento globales.

No siempre el obtener un nivel alto en el cumplimiento global garantiza que el suministro eléctrico entregado sea de calidad para todos sus abonados, existen también puntos de medición en los cuales superan considerablemente los límites establecidos pero al ser analizados en forma grupal no afectan en gran proporción el resultado final.

Para el caso de variaciones de voltaje serán tomadas en cuenta aquellas variaciones que superen el 7% para la subetapa 1 y 5% para la subetapa 2 para alto voltaje, el 10% para medio y bajo voltaje en zonas urbanas para la subetapa 1, 8% en la subetapa 2 y el 13% para bajo voltaje en zonas rurales para la subetapa 1 y 10% para la subetapa 2 del voltaje nominal entregado.

En relación al efecto flicker de corta duración (PST) este no deberá superar la unidad según lo que indica la norma IEC 60868.

De igual para el análisis de distorsión armónica serán tomadas en cuenta aquellas que se encuentren dentro de los límites expresados en la norma EN 61000 para el valor  $THD < 8\%$ .

El factor de potencia deberá ser medido por el distribuidor a los usuarios de medio y alto voltaje y este valor no deberá superar el 0.92 para considerarse aceptable.

En la división de Ingeniería de Distribución se encuentra el departamento de Control de Calidad del Producto y Pérdidas Técnicas designado así a partir del 1 de enero del año 2008, el cual es el encargado de manejar la información correspondiente a Calidad del Producto que es solicitada por el CONELEC a través de la Regulación No. CONELEC 004/01.

Como dos puntos primordiales de las labores que se realizan en este departamento se encuentran:

- 1.- La medición en los diferentes puntos como son subestaciones, transformadores, usuarios para bajo voltaje y medio voltaje a fin de cumplir con lo estipulado en la Regulación No CONELEC 004/01 referente a Calidad del Producto para lo cual en las subestaciones se encuentran colocados equipos de medición Ethernet lo que permite el manejo de la información en línea de manera óptima y oportuna.
- 2.- El control sectorizado de pérdidas técnicas, que es el encargado de calcular y monitorear las pérdidas técnicas existentes en el sistema de Distribución que comprende el área de concesión de la EEQSA.

Los puntos de medición, son realizados a través de 31 analizadores adquiridos para este efecto, de los cuales 8 son destinados para tomas de carga y los restantes son distribuidos en los diferentes puntos de medición a fin de cumplir con los requerimientos exigidos por la Regulación No. CONELEC 004/01 y la atención de los reclamos por Calidad de Energía que demandan algunos abonados.

Los equipos utilizados para realizar las mediciones en los diferentes puntos son los siguientes:

- **FLUKE 1744.-** Registrador trifásico de Calidad de Potencia, realiza medidas de tensión con una precisión excelente de la tensión (0,1%) conforme a la norma IEC 61000-4-30, clase A Evalúa la calidad de energía eléctrica conforme al estándar de calidad eléctrica EN 50160 y presenta la información en forma de resúmenes estadísticos.

- **AEMC 3950.-** Analizador de calidad de energía eléctrica para el monitoreo de redes eléctricas, permite encontrar la solución de problemas trifásicos.
- **Topas 1000.-** Analizador de calidad de energía eléctrica identifica de forma rápida el origen de perturbaciones y permite obtener la calidad de tensión eléctrica principal de acuerdo con la norma EN 50160, proporciona medidas de tensión, análisis de corriente y potencia, medidas de carga y energía, análisis de transitorios rápidos y de señal de tensión.
- **ION 8600.-** Analizador de energía eléctrica se utiliza para el monitoreo de redes de energía eléctrica, accesos y servicios de subestaciones, para los puntos de interconexión de alta y ultra-redes de alta tensión, en medio de el cumplimiento con la norma IEC 62053-22 clase 0,2 S.
- **FLUKE 435.-** Analizador de potencia eléctrica, ofrece una precisión de medida de la tensión del 0,1 por ciento y cumple todos los requisitos de la norma CEI 61000-4-30 Clase A, cumple todos los requisitos de medida del estándar CEI 61000-4-30.

Los procesos que comprenden el control de la Calidad del Producto se encuentran a cargo de la sección de Mediciones los cuales se establecen en base a los siguientes aspectos:

- Planificación de equipos de medición,
- Instalación y retiro de equipos de medición,
- Toma de lectura de datos, y
- Procesamiento de Datos.

El proceso de mediciones tanto para baja y media tensión es realizada en base a un procedimiento establecido en los instructivos de medición DI-CP-P001-I002. Que se los puede encontrar como anexos 1 y 2 de la presente Tesis.

Para la realización completa de medición y análisis que involucra la instalación de estos equipos a fin de realizar el procesamiento de datos intervienen entre 4 y 5 personas que incluyen:

- 2 Ingenieros Eléctricos, encargados del procesamiento, análisis de la información y elaboración de los informes referentes al proceso del levantamiento de los datos.
- 1 tecnólogo, el cual se encarga del levantamiento de la información y mediciones efectuadas
- 1 técnico electricista como parte del apoyo para la instalación de los equipos de medición.
- 1 liniero como apoyo a fin de solucionar problemas referentes a las líneas de energía eléctrica.

El procesamiento de datos es realizado por un programa informático el cual permite analizar la información recolectada a fin de obtener resultados que determinarán en porcentaje cada uno de los parámetros referente a los índices de cumplimiento establecidos por la Regulación No. CONELEC 004/01 para entregar la información respectiva al CONELEC.

Cuando el número de reclamos supera la limitación de equipos para realizar las respectivas mediciones; esta es superada con empresas subcontratadas a fin de poder cumplir con las responsabilidades adquiridas.

#### **4.2.2 MANEJO DE LA CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO.**

En lo que respecta al manejo de la Calidad del Servicio Técnico, esta es analizada específicamente en relación a las interrupciones que existan durante el periodo de medición solicitada el cual debe ser realizado de manera mensual según lo establece la Regulación No. CONELEC 004/01.

Los principales índices analizar son:

- Frecuencia Media de Interrupción (FMik)
- Tiempo Total de Interrupción (TTIk)

Estos dos índices ya fueron explicados con mayor énfasis en el capítulo 1, por lo que para este análisis comprenderá la evaluación que estos han tenido para los tres últimos años 2008, 2009, 2010.

Cuando se habla de Calidad del Servicio Técnico estamos haciendo relación directa a la confiabilidad del Sistema Eléctrico de Distribución, la garantía que ofrece este para entregar un servicio eléctrico continuo así como también la predisposición que existe el momento de una falla con la finalidad de que esta ocurra en el menor tiempo posible y con la menor ocurrencia. Como ya se lo trató en el capítulo 2 existen distintas causas que pueden ocasionar que el suministro se vea interrumpido ya sean estas programadas o no programadas, internas o externas; sin embargo el minimizar tanto la duración de una interrupción así como la frecuencia con que estas se dan es el objetivo que persigue el alcanzar un servicio de calidad referente al servicio técnico. Por este motivo el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable se encuentra promoviendo la inversión para instalar en las empresas Distribuidoras los sistemas de gestión de fallas y distribución Outage Management System (OMS) y Distribution Management System (DMS) para el manejo inteligente de la red del sistema de distribución lo cual se espera que se encuentre implementado en la Empresa Eléctrica Quito S.A. hasta el mes de septiembre del año 2011.

Para el Ecuador la Regulación No. CONELEC 004/01 estima que deben ser consideradas aquellas interrupciones que superen los 3 minutos de duración<sup>80</sup>, sin embargo en otros países como por ejemplo España, se consideran dos grupos de interrupciones: breves aquellas menores o iguales a tres minutos y largas aquellas superiores a tres minutos, así como también el TIEPI percentil 80 el cual hace

---

<sup>80</sup> Regulación No. CONELEC 004/01, 3.1.4 Interrupciones a ser consideradas.



relación al 80% de municipios que no superaron el límite de interrupciones permitidas<sup>81</sup>, todo esto a fin de establecer parámetros más estrictos que consideren una mejor calidad para el abonado. Lógicamente el establecer un mayor número de parámetros que nos lleven a mejorar el servicio garantizará un nivel óptimo de la calidad que se desea alcanzar.

Bajo este esquema la Empresa Eléctrica Quito S.A. maneja la Calidad del Servicio Técnico a fin de cumplir con lo que la Regulación No. CONELEC 004/01 a través del Sistema de Información (SDI), el cual comprende todo lo que es el sistema SCADA encargado de monitorear el sistema eléctrico de distribución y a la vez permite operar en línea sobre los disyuntores y otras protecciones del sistema; Sistema de Información Geográfica (GIS) el cual provee la información requerida sobre las interrupciones mismas que son procesadas a través de una base de datos para luego ser analizadas en los reportes remitidos al CONELEC.

Para dar un mejor soporte el momento que sucede una interrupción estas son solventadas por medio de grupos de trabajo dependiendo del tipo de daño que se haya ocasionado siendo así: Grupo de Mantenimiento, Grupo de Líneas Energizadas, Grupo de Líneas Subterráneas; dependiendo del tipo de daño que ocasionó la interrupción. Este equipo de trabajo se encuentra conformado por tres técnicos entre los que se encuentran el Jefe de equipo, el operador y un chofer.

Con la implementación de los “OMS” y “DMS” lo que se espera es a nivel de la Calidad del Servicio Técnico es minimizar los tiempos de duración de las fallas a través del manejo inteligente de estos sistemas.

#### **4.2.3 MANEJO DE LA CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL.**

El nivel de Calidad de Servicio Comercial será evaluado en función de los esfuerzos que dedique la empresa Distribuidora a fin de brindar al abonado una atención comercial satisfactoria, esto referente a parámetros de medición como: la conexión de servicio eléctrico y medidores, pronta atención a reclamos, estimaciones en la

---

<sup>81</sup> Regulación Española, RD

facturación, restablecimientos de servicios suspendidos por falta de pago, tiempo de respuestas a consultas, reposiciones de servicio, reposición del servicio luego de una interrupción entre otros. Estas son entre otras los principales puntos a ser considerados para la evaluación de los índices que permitirán alcanzar niveles óptimos de calidad.

Los principales índices que la Regulación No. CONELEC 004/01 establece son:

- Conexiones de Servicio Eléctrico.
- Calidad en la Facturación a través del Porcentaje de Errores en la Facturación (PEF), para cuyo caso este no deberá ser mayor al 4% para la subetapa 1 y 2% para la subetapa 2.
- Tratamiento de Reclamos a través del Porcentaje de Reclamos (PRU), analizados estos para interrupciones (PRUi) con un máximo del 10% para la subetapa 1 y 8% para subetapa 2 según lo estable la Regulación No. CONELEC 004/01, variaciones de voltaje (PRUt) con un máximo del 8% para la subetapa 1 y 6% para la subetapa 2, por servicio comercial (PRUc) con un máximo del 5% para la subetapa 1 y 3% para la subetapa 2. Estos establecidos por la Regulación para la subetapa 1.
- Tiempo promedio del Procesamiento de Reclamos (TPR) los cuales deben ser resueltos en un plazo máximo de 8 días para la subetapa 1 y 4 días para la subetapa 2.
- Porcentaje de Resolución de Reclamos (PRR) cuyos porcentajes de reclamos resueltos no deben ser menores al 95% para la subetapa 1 y 98% para la subetapa 2..
- Rehabilitación de Suministro, Reconexiones luego de una interrupción los cuales dependerán de la densidad demográfica existente para establecer los límites permitidos sin que estos sean menores al 95% para una densidad demográfica alta y 92% al 93% para una densidad demográfica baja respectivamente.
- Satisfacción de Consumidores (ISC).

Estos índices ya fueron descritos en el capítulo 1 por lo que se tomará como referencia para la evaluación de los mismos.

Por parte de la Empresa Eléctrica Quito estos índices son manejados a través de una empresa contratada misma que se encarga del procesamiento y evaluación de los datos para la elaboración de los informes de cumplimiento en lo que la Regulación establece.

### **4.3 EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO**

La Empresa Eléctrica Quito (EEQSA) al igual que las demás Empresas Distribuidoras del país tiene la responsabilidad de cumplir con los parámetros que la Regulación No. CONELEC 004/01 exige, es así que para analizar la evolución que han tenido el manejo de estos índices se presentan los siguientes datos que permitirán revisar los niveles de calidad alcanzados.

Las tablas y gráficas presentadas a continuación corresponden un compendio de la información macro analizada de los informes remitidos al CONELEC por parte de la Empresa Eléctrica Quito S.A. a con la finalidad de mostrar de manera más clara como ha ido evolucionando el manejo de la Calidad de Energía Eléctrica por esta Empresa Distribuidora.

#### **4.3.1 EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES CORRESPONDIENTES A LA CALIDAD DE PRODUCTO**

La Calidad de Producto es uno de los índices que aparentemente menos inconvenientes ha tenido en los últimos años, es por ello que en la actualidad se lo ha manejado en función de los grandes consumidores a los cuales los niveles de voltaje y las distorsiones que puedan presentarse en la red eléctrica tienden a ser perjudiciales para sus procesos de producción, pero en la actualidad y dado el

crecimiento tecnológico que ha presentado una avanzada evolución ha generado que este índice sea analizado con mayor atención independientemente del tipo de abonado al cual se presta el servicio ya que en los últimos años se ha observado que la mala calidad de la onda de voltaje puede tender a ser más perjudicial para un equipo electrónico que los cortes de energía en sí.

Es así que con base a tres aspectos técnicos establecidos en la Regulación No. CONELEC 004/01 se realiza el levantamiento de la información a fin de cumplir con lo estipulado y verificar en que niveles la calidad del producto es entregada para el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito.

Los índices a evaluar para la calidad del producto son:

- Voltaje
- Perturbaciones ( Parpadeo “flicker” Pst, Armónicos THD )
- Factor de Potencia

Los cuales fueron detallados en el Capítulo 1 tanto su forma de evaluar y tiempos de medición, como se puede observar la frecuencia no forma parte del análisis que la Regulación solicita esto debido a que es controlada directamente en la Generación por medio del Centro Nacional de Control de Energía CENACE los cuales se encargan de monitorear constantemente que la energía generada se encuentre dentro de los parámetros de frecuencia aceptables alrededor de los 60Hz para el Ecuador.

Para ello el CONELEC ha manejado a través de la sistematización de datos (SISDAT) integrado en el portal de su página principal, el proceso respectivo para el levantamiento de la información en base a los índices solicitados, procesamiento de la información presentada y evaluación de cada uno de los índices a fin de obtener los porcentajes de cumplimiento que presenta cada Distribuidor tanto de manera anual como mensual según lo que solicite la Regulación No. CONELEC 004/01 en cada índice evaluado.

De los índices evaluados para la Empresa Eléctrica Quito S.A. se han obtenido los siguientes porcentajes tanto de cumplimiento de la Regulación así como la responsabilidad de las mediciones realizadas, parámetro que el CONELEC ha considerado como parte de la evaluación efectuada referente a los mismos; es así que

de los informes de evaluación que el CONELEC realiza se han tomado los datos presentados en la siguiente tabla a fin de tener una referencia del manejo de la Calidad del Producto en los tres últimos años.

EVALUACION DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO DENTRO DE LOS LIMITES							
	NIVELES DE VOLTAJE					PARPADEO	THD
AÑO	BARRAS	TRANSFORMADORES	USUARIOS BV	USUARIOS MV	USUARIOS AV	FLICKER	ARMONICOS
2008	100,00%	95,00%	95,00%	45,00%	45,00%	92,00%	85,10%
2009	100,00%	96,48%	96,68%	49,36%	49,36%	94,14%	97,69%
2010	100,00%	95,48%	96,24%	49,21%	49,21%	93,21%	99,52%
PROMEDIO ANUAL	100,00%	95,65%	95,97%	47,86%	47,86%	93,12%	94,10%

**Tabla No.30- Evaluación de los índices – Calidad de Producto**

**Fuente:** Sistematización de datos del sector eléctrico CONELEC - SISDAT

Los índices presentados son referentes a la evaluación general de la Calidad del Producto, luego del informe presentado por parte del CONELEC referente al año 2008 y expuesto en el Capítulo 2. Esta evaluación analiza desde tres aspectos muy importantes como son: entrega de la información, nivel de cumplimiento y veracidad de la información de donde se establece el nivel de cumplimiento que presentaban al momento las distintas Distribuidoras con base a los índices solicitados.

Esta evaluación demarca los altos niveles alcanzados en los tres últimos años como es el caso en las mediciones a nivel de barras un promedio del 100% de la calidad en lo solicitado por el CONELEC, a nivel de transformadores un promedio del 95.65%, en usuarios de bajo voltaje un promedio de 95.97%, en usuarios de medio y alto voltaje un promedio de 47.86%, siendo uno de los más bajos en todo lo analizado. De igual manera el efecto flicker para los tres últimos años presenta un promedio del 93.12% de la calidad solicitada y 94.1% para la calidad en armónicos como se lo pudo observar en la tabla No. 30.

La evaluación de los índices presentados se basa en dos aspectos considerados importantes para su análisis como son: el porcentaje de cumplimiento de las mediciones que la Regulación establece y el porcentaje anual durante el cual los valores se encuentran dentro de los límites admisibles.

#### 4.3.1.1 EVALUACIÓN DE CALIDAD DE VOLTAJE EN BARRAS

EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO DENTRO DE LOS LÍMITES							
ANÁLISIS DEL VOLTAJE EN BARRAS							
REGISTRO DE PORCENTAJE FUERA DE LOS LÍMITES							
AÑO	MES	# BARRAS EVALUAR	# BARRAS EVALUADAS	# BARRAS FUERA DE LOS LÍMITES	FASE A	FASE B	FASE C
2008	ENE	7	7	0	0,13%	0,08%	0,13%
	FEB	7	7	0	0,00%	0,01%	0,01%
	MAR	7	7	0	0,00%	0,00%	0,00%
	ABR.	7	7	0	0,00%	0,00%	0,00%
	MAY	7	7	0	0,00%	0,00%	0,00%
	JUN.	7	7	0	0,00%	0,00%	0,00%
	JUL.	7	7	0	0,00%	0,00%	0,00%
	AGO.	7	7	0	0,00%	0,00%	0,00%
	SEP.	7	7	0	0,00%	0,00%	0,00%
	OCT.	7	7	0	0,00%	0,00%	0,00%
	NOV.	7	7	0	0,00%	0,00%	0,00%
	DIC.	7	7	0	0,00%	0,00%	0,00%
2009	ENE	9	8	0	0,00%	0,00%	0,00%
	FEB.	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	MAR	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	ABR.	9	1	ni	0,00%	0,00%	0,00%
	MAY	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	JUN.	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	JUL.	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	AGO.	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	SEP.	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	OCT.	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	NOV.	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	DIC.	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
2010	ENE	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	FEB.	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	MAR	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	ABR.	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	MAY	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	JUN.	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	JUL.	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	AGO.	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	SEP.	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	OCT.	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	NOV.	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%
	DIC.	9	9	0	0,00%	0,00%	0,00%

**Tabla No.31- Evaluación de los índices – Calidad de Producto “BARRAS”**

**Fuente:** Compendio de datos analizados referente a los índices del CONELEC - SISDAT

Como se puede observar en las mediciones realizadas y el análisis de los índices evaluados para la Calidad del Voltaje en barras estas cumplen al 100% con lo solicitado, no se ha podido observar ningún parámetro que se encuentre fuera de los límites establecidos.

El único inconveniente que se puede observar es en el mes de abril del año 2009 en el cual se evaluó tan solo una de las nueve barras solicitadas por el CONELEC.

#### 4.3.1.2 EVALUACIÓN DE CALIDAD DE VOLTAJE EN TRANSFORMADORES.

La evaluación realizada para los transformadores de distribución ha sido una de los que considera los puntos más críticos como son: variaciones de voltaje, efectos flicker de corta duración (PST) y niveles de armónicos que presenta la red eléctrica.

EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO FUERA DE LOS LÍMITES																
ANÁLISIS EN TRANSFORMADORES																
						PORCENTAJES INDIVIDUALES DE INCUMPLIMIENTO										
AÑO	MES	# BARRAS EVALUAR	# BARRAS EVALUADAS	# TRANSFORM. FUERA DE LOS LÍMITES	% TRANSFORM. FUERA DE LOS LÍMITES	FASE A	PST	VTHD	FASE B	PST	VTHD	FASE C	PST	VTHD		
2008	ENE	41	41	6	14,63%	0,00%	4,88%	4,88%	0,00%	9,76%	4,88%	0,00%	7,32%	2,44%		
	FEB	41	41	13	31,71%	0,00%	4,88%	29,27%	0,00%	0,00%	7,32%	31,71%	2,44%	24,39%		
	MAR	41	41	29	70,73%	0,00%	9,76%	68,29%	2,44%	19,51%	63,41%	2,44%	19,51%	39,02%		
	ABR	41	45	20	44,44%	11,11%	0,00%	28,89%	17,78%	2,22%	33,33%	8,89%	0,00%	20,00%		
	MAY	44	44	7	15,91%	6,82%	4,55%	6,82%	6,82%	4,55%	13,64%	6,82%	4,55%	6,82%		
	JUN	44	44	12	27,27%	6,82%	6,82%	15,91%	4,55%	6,82%	13,64%	2,27%	4,55%	6,82%		
	JUL	44	44	9	20,45%	2,27%	2,27%	4,55%	6,82%	0,00%	4,55%	13,64%	11,36%	0,00%		
	AGO	44	44	21	47,73%	4,55%	0,00%	2,27%	4,55%	0,00%	2,27%	45,45%	45,45%	43,18%		
	SEP	44	44	8	18,18%	2,27%	4,55%	0,00%	2,27%	4,55%	6,82%	15,91%	15,91%	15,91%		
	OCT	44	44	19	43,18%	4,55%	4,55%	0,00%	2,27%	9,09%	0,00%	29,55%	27,27%	29,55%		
	NOV	49	49	3	6,12%	0,00%	2,04%	0,00%	2,04%	0,00%	0,00%	0,00%	4,08%	0,00%		
	DIC	49	49	20	40,82%	0,00%	6,12%	0,00%	0,00%	8,16%	2,04%	32,65%	38,78%	32,65%		

**Tabla No.32- Evaluación de los índices – Calidad de Producto 2008 “TRANSFORMADORES”**

**Fuente:** Compendio de datos analizados referente a los índices del CONELEC - SISDAT

Como se puede observar en la tabla No. 32 para el año 2008 existe un incumplimiento notable por un gran número de transformadores en los diferentes índices evaluados como son: variación de voltaje para las fases A, B y C, efecto flicker (PST) y armónicos (VTHD), los porcentajes de incumplimiento en los límites para estos índices son notables para las tres fases evaluadas, el porcentaje se encuentra representado por el número de transformadores que incumplen con los límites que la Regulación establece en función del número de transformadores evaluados; por ejemplo para el mes de abril se puede observar que de los 45 transformadores evaluados 20 de ellos se encuentran fuera de los límites que la Regulación establece ya sea en variaciones de voltaje, efecto flicker o distorsión

armónica, llegando a considerarse 44,44% del total de transformadores evaluados que presentan problemas.

En la tabla siguiente se puede encontrar el promedio anual de los transformadores que estuvieron fuera los límites establecidos.

AÑO	FASE A	PST	VTHD	FASE B	PST	VTHD	FASE C	PST	VTHD
2008	3,20%	4,20%	13,41%	4,13%	5,56%	12,66%	15,78%	15,10%	18,40%

**Tabla No.33- Evaluación de los índices – Calidad de Producto año 2008.**

**Fuente:** Compendio de datos analizados referente a los índices del CONELEC - SISDAT

Para este año no existe mucha diferencia entre los tres índices evaluados los porcentajes de incumplimiento son considerables tanto para variaciones de voltaje, efecto flicker (PST) y distorsión armónica (VTHD). Los valores más altos encontrados en el promedio de este año se encuentran en la fase C:

Variaciones de voltaje: 15,78%

Efecto Flicker (PST): 15:10%

Distorsión Armónica: 18:40%

EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO FUERA DE LOS LÍMITES															
ANÁLISIS EN TRANSFORMADORES															
						PORCENTAJES INDIVIDUALES DE INCUMPLIMIENTO									
AÑO	MES	# BARRAS EVALUAR	# BARRAS EVALUADAS	# TRANSFORM. FUERA DE LOS LÍMITES	% TRANSFORM. FUERA DE LOS LÍMITES	FASE A	PST	VTHD	FASE B	PST	VTHD	FASE C	PST	VTHD	
2009	ENE	49	49	1	2,04%	4,08%	4,08%	0,00%	4,08%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	
	FEB	49	49	2	4,08%	0,00%	4,08%	0,00%	0,00%	4,08%	0,00%	0,00%	2,04%	0,00%	
	MAR	49	49	8	16,33%	2,04%	12,24%	0,00%	0,00%	14,29%	0,00%	0,00%	6,12%	0,00%	
	ABR	49	49	7	14,29%	0,00%	12,24%	2,04%	2,04%	10,20%	2,04%	0,00%	2,04%	0,00%	
	MAY	50	50	3	6,00%	2,00%	4,00%	0,00%	2,00%	4,00%	0,00%	0,00%	4,00%	0,00%	
	JUN	50	50	2	4,00%	0,00%	2,00%	0,00%	4,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	
	JUL	48	50	1	2,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	2,00%	0,00%	
	AGO	50	50	4	8,00%	4,00%	0,00%	2,00%	2,00%	0,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	
	SEP	50	50	4	8,00%	4,00%	0,00%	2,00%	2,00%	0,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	
	OCT	50	50	6	12,00%	6,00%	4,00%	4,00%	4,00%	6,00%	2,00%	4,00%	0,00%	0,00%	
	NOV	50	50	4	8,00%	4,00%	0,00%	0,00%	4,00%	2,00%	0,00%	4,00%	2,00%	2,00%	
	DIC	50	50	8	16,00%	4,00%	6,00%	4,00%	4,00%	0,00%	2,00%	2,00%	4,00%	6,00%	

**Tabla No.34- Evaluación de los índices – Calidad de Producto 2009 “TRANSFORMADORES”**

**Fuente:** Compendio de datos analizados referente a los índices del CONELEC - SISDAT



Para el año 2009 como se lo puede observar en la tabla No. 34, los porcentajes de incumplimiento han disminuido considerablemente, los valores porcentuales más altos encontrados en transformadores con problemas ya sean estos por variaciones de voltaje, efecto flicker o distorsión armónica son del 16,33% para el mes de marzo, 14,29% en abril, 12% en octubre y 16% en diciembre; mostrando una gran mejora en la calidad del la onda de voltaje en referencia al año 2008.

En relación a los porcentajes promedio de incumplimiento para este año son bastante bajos encontrándose entre el 1,00% y el 2,51% indistintamente para los índices de variaciones de voltaje, efecto flicker y distorsión armónica como se lo puede encontrar en la tabla siguiente.

AÑO	FASE A	PST	VTHD	FASE B	PST	VTHD	FASE C	PST	VTHD
2009	2,51%	4,05%	1,17%	2,34%	3,38%	0,84%	1,17%	2,18%	1,00%

**Tabla No.35.- Evaluación de los índices – Calidad de Producto año 2009**

**Fuente:** Compendio de datos analizados referente a los índices del CONELEC - SISDAT

EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO FUERA DE LOS LÍMITES															
ANÁLISIS EN TRANSFORMADORES															
						PORCENTAJES INDIVIDUALES DE INCUMPLIMIENTO									
AÑO	MES	# BARRAS EVALUAR	# BARRAS EVALUADAS	# TRANSFORM. FUERA DE LOS LÍMITES	% TRANSFORM. FUERA DE LOS LÍMITES	FASE A	PST	VTHD	FASE B	PST	VTHD	FASE C	PST	VTHD	
2010	ENE	51	51	1	1,96%	1,96%	0,00%	0,00%	1,96%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	
	FEB	51	51	7	13,73%	1,96%	1,96%	1,96%	3,92%	1,96%	1,96%	1,96%	7,84%	1,96%	
	MAR	51	51	3	5,88%	0,00%	0,00%	1,96%	1,96%	5,88%	3,92%	0,00%	0,00%	0,00%	
	ABR	51	51	7	13,73%	1,96%	3,92%	3,92%	3,92%	5,88%	5,88%	1,96%	3,92%	0,00%	
	MAY	51	51	8	15,69%	3,92%	5,88%	1,96%	9,80%	9,80%	3,92%	5,88%	1,96%	0,00%	
	JUN	52	52	8	15,38%	1,92%	3,85%	0,00%	7,69%	5,77%	3,85%	1,92%	0,00%	0,00%	
	JUL	52	52	4	7,69%	1,92%	5,77%	0,00%	0,00%	1,92%	0,00%	0,00%	1,92%	0,00%	
	AGO	52	52	5	9,62%	1,92%	1,92%	0,00%	3,85%	5,77%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	
	SEP	52	52	8	15,38%	3,85%	7,69%	0,00%	3,85%	7,69%	1,92%	5,77%	7,69%	1,92%	
	OCT	52	52	0	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	
	NOV	52	52	3	5,77%	1,92%	1,92%	1,92%	0,00%	1,92%	0,00%	0,00%	3,85%	0,00%	
	DIC	52	52	5	9,62%	0,00%	5,77%	0,00%	0,00%	5,77%	0,00%	1,92%	7,69%	0,00%	

**Tabla No.36- Evaluación de los índices – Calidad de Producto 2010 “TRANSFORMADORES”**

**Fuente:** Compendio de datos analizados referente a los índices del CONELEC - SISDAT

De igual forma para el año 2010 se ha notado que los índices de incumplimiento aun continúan siendo bajos, sin embargo es notable que en algunos meses existiera un pequeño crecimiento en el número de transformadores fuera de los límites como son: febrero, abril, mayo, junio y septiembre.

El promedio anual de los índices presentados aun continúa siendo bajo con un leve incremento en variación de voltaje, efecto flicker y distorsión armónica para la fase B y variación de voltaje, efecto flicker para la fase C en relación al año 2009 como se lo puede encontrar en la tabla siguiente.

AÑO	FASE A	PST	VTHD	FASE B	PST	VTHD	FASE C	PST	VTHD
2010	1,78%	3,22%	0,98%	3,08%	4,36%	1,79%	1,62%	2,91%	0,32%

**Tabla No.37- Evaluación de los índices – Calidad de Producto año 2010**

**Fuente:** Compendio de datos analizados referente a los índices del CONELEC - SISDAT

El incremento más notable de transformadores de distribución evaluados y que estuvieron con índices fuera del límite permitido se ve presente en el año 2008 mientras que para los años 2009 y 2010 la mejora que ha tenido la Calidad del Producto es muy notable aunque aún existen pequeños inconvenientes a ser mejorados para alcanzar el 100% de la Calidad esperada.

#### **4.3.1.3 EVALUACIÓN DE CALIDAD DE VOLTAJE EN USUARIOS DE BAJO VOLTAJE.**

Para los usuarios en bajo voltaje se han analizado los índices presentados de acuerdo al número de usuarios evaluados el porcentaje de usuarios que se encuentran fuera de los límites establecidos para las variaciones de voltaje como se lo puede observar en las tablas siguientes.

EVALUACION DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO FUERA DE LOS LÍMITES					
ANÁLISIS EN USUARIOS DE BAJO VOLTAJE					
REGISTRO DE PORCENTAJE FUERA DE LOS LÍMITES					
AÑO	MES	# USUARIOS EVALUAR	# USUARIOS EVALUADOS	# USUARIOS FUERA DE LOS LÍMITES	% USUARIOS FUERA DE LOS LÍMITES
2008	ENE	73	0	ND	
	FEB	73	64	0	0,00%
	MAR	73	73	0	0,00%
	ABR	73	73	1	1,37%
	MAY	73	73	0	0,00%
	JUN	73	73	10	13,70%
	JUL	73	73	27	36,99%
	AGO	73	73	73	100,00%
	SEP	73	73	50	68,49%
	OCT	73	73	54	73,97%
	NOV	75	75	40	53,33%
	DIC	75	75	53	70,67%

**Tabla No.38- Análisis de la Calidad del Producto-2008 “Usuarios en Bajo Voltaje”**

**Fuente:** Compendio de datos analizados referente a los índices del CONELEC - SISDAT

Para el año 2008 como se puede observar en la tabla No. 38 existe un gran número de usuarios que incumplen lo que la Regulación establece referente a la evaluación realizada de variaciones de voltaje en usuarios de bajo voltaje. Los porcentajes de incumplimiento son bastante altos según los índices mostrados siendo así se puede observar que en el mes de agosto de los 73 usuarios evaluados el 100% presenta incumplimiento respecto al límite de variaciones de voltaje permitido.

EVALUACION DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO FUERA DE LOS LÍMITES					
ANÁLISIS EN USUARIOS DE BAJO VOLTAJE					
REGISTRO DE PORCENTAJE FUERA DE LOS LÍMITES					
AÑO	MES	# USUARIOS EVALUAR	# USUARIOS EVALUADOS	# USUARIOS FUERA DE LOS LÍMITES	% USUARIOS FUERA DE LOS LÍMITES
2009	ENE	76	76	0	0,00%
	FEB	76	76	0	0,00%
	MAR	77	77	0	0,00%
	ABR	77	77	0	0,00%
	MAY	77	77	3	3,90%
	JUN	77	77	3	3,90%
	JUL	78	78	3	3,85%
	AGO	78	78	0	0,00%
	SEP	79	79	2	2,53%
	OCT	79	79	8	10,13%
	NOV	79	79	0	0,00%
	DIC	79	79	0	0,00%

**Tabla No.39- Análisis de la Calidad del Producto-2009 “Usuarios en Bajo Voltaje”**

**Fuente:** Compendio de datos analizados referente a los índices del CONELEC - SISDAT

En la evaluación para el año 2009 se puede observar que los índices de incumplimiento se han aminorado considerablemente en relación al año 2008, el único mes que presenta un porcentaje algo considerable es el mes de octubre con un 10% de usuarios con índices fuera de los límites.

EVALUACION DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO FUERA DE LOS LÍMITES					
ANÁLISIS EN USUARIOS DE BAJO VOLTAJE					
REGISTRO DE PORCENTAJE FUERA DE LOS LÍMITES					
AÑO	MES	# USUARIOS EVALUAR	# USUARIOS EVALUADOS	# USUARIOS FUERA DE LOS LÍMITES	% USUARIOS FUERA DE LOS LÍMITES
2010	ENE	80	80	2	2,50%
	FEB	81	81	2	2,47%
	MAR	80	80	4	5,00%
	ABR	81	81	3	3,70%
	MAY	82	82	1	1,22%
	JUN	82	82	5	6,10%
	JUL	82	82	1	1,22%
	AGO	82	82	3	3,66%
	SEP	83	83	6	7,23%
	OCT	83	83	0	0,00%
	NOV	83	83	3	3,61%
	DIC	84	84	3	3,57%

**Tabla No.40- Análisis de la Calidad del Producto-2010 “Usuarios en Bajo Voltaje”**

**Fuente:** Compendio de datos analizados referente a los índices del CONELEC - SISDAT

Para el año 2010 aunque los porcentajes del número evaluaciones en usuarios que incumplieron con los límites continúan siendo bajos se observa un pequeño incremento en algunos de los meses evaluados.

Las mejoras para los tres últimos años presentados has sido notables no aun así existen divergencias en puntos en los que no fue posible una lectura oportuna el momento de realizar las mediciones ya sean debido a interrupciones continuas o falta de equipos por atención a otros usuarios según lo señalado en algunos de los informes presentados, sin embargo este tipo de inconvenientes no superan el 10% anual de todas las mediciones realizadas garantizando que el 90% de la información sobre todo para los dos últimos años fue tomada de manera efectiva.

#### **4.3.1.4 EVALUACIÓN DE CALIDAD DE VOLTAJE EN USUARIOS DE MEDIO Y ALTO VOLTAJE.**

Para la evaluación de los usuarios de medio y alto voltaje se han tomado a consideración su análisis en función del factor de potencia que estos presentan siendo así en la siguiente tabla se pueden encontrar los valores correspondientes al porcentaje de incumplimiento que han tenido respecto al número total de usuarios evaluados.

Entre los usuarios evaluados que se encuentran fuera de los límites establecidos están aquellos cuyo factor de potencia se encuentra bajo el límite que la Regulación No CONELEC 004/01 dicta correspondiente a 0,92.

EVALUACION DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO FUERA DE LOS LÍMITES					
USUARIOS MEDIO VOLTAJE - ALTO VOLTAJE					
REGISTRO DE PORCENTAJE FUERA DE LOS LÍMITES					
AÑO	MES	# USUARIOS EVALUAR	# USUARIOS EVALUADOS	# USUARIOS FUERA DE LOS LÍMITES	% USUARIOS FUERA DE LOS LÍMITES
2008	ENE	9	9	0	0,00%
	FEB	9	9	0	0,00%
	MAR	9	9	5	55,56%
	ABR	9	9	8	88,89%
	MAY	9	9	8	88,89%
	JUN	9	9	4	44,44%
	JUL	9	9	4	44,44%
	AGO	9	9	6	66,67%
	SEP	9	9	6	66,67%
	OCT	9	9	3	33,33%
	NOV	9	9	0	0,00%
	DIC	9	9	1	11,11%

**Tabla No.41- Análisis de la Calidad del Producto-2008 “Usuarios en MV y AV”**

**Fuente:** Compendio de datos analizados referente a los índices del CONELEC - SISDAT

En la evaluación para el año 2008 como se lo puede observar en la tabla No. 41 el índice de incumplimiento es bastante alto encontrándose un porcentaje del 88,89% de usuarios que no mantienen su factor de potencia dentro de los límites permitidos, para los meses de abril y mayo.

EVALUACION DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO FUERA DE LOS LÍMITES					
USUARIOS MEDIO VOLTAJE - ALTO VOLTAJE					
REGISTRO DE PORCENTAJE FUERA DE LOS LÍMITES					
AÑO	MES	# USUARIOS EVALUAR	# USUARIOS EVALUADOS	# USUARIOS FUERA DE LOS LÍMITES	% USUARIOS FUERA DE LOS LÍMITES
2009	ENE	13	13	2	15,38%
	FEB	13	13	2	15,38%
	MAR	13	13	1	7,69%
	ABR	13	13	1	7,69%
	MAY	13	13	0	0,00%
	JUN	13	13	2	15,38%
	JUL	13	13	2	15,38%
	AGO	13	13	2	15,38%
	SEP	13	13	8	61,54%
	OCT	13	13	1	7,69%
	NOV	13	13	1	7,69%
	DIC	13	13	0	0,00%

**Tabla No.42- Análisis de la Calidad del Producto-2009 “Usuarios en MV y AV”**

**Fuente:** Compendio de datos analizados referente a los índices del CONELEC - SISDAT

Para el año 2009 existe una notable mejora aunque aún se registran usuarios que mantienen su factor de potencia por bajo 0,92. A excepción del mes de septiembre que es el mes en que un más alto porcentaje de incumplimiento se registra.

EVALUACION DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO FUERA DE LOS LÍMITES					
USUARIOS MEDIO VOLTAGE - ALTO VOLTAGE					
REGISTRO DE PORCENTAJE FUERA DE LOS LÍMITES					
AÑO	MES	# USUARIOS EVALUAR	# USUARIOS EVALUADOS	# USUARIOS FUERA DE LOS LÍMITES	% USUARIOS FUERA DE LOS LÍMITES
2010	ENE	13	13	6	46,15%
	FEB	13	13	0	0,00%
	MAR	10	10	2	20,00%
	ABR	10	10	0	0,00%
	MAY	10	10	1	10,00%
	JUN	10	10	1	10,00%
	JUL	10	10	1	10,00%
	AGO	10	10	0	0,00%
	SEP	10	10	0	0,00%
	OCT	10	10	0	0,00%
	NOV	10	10	0	0,00%
	DIC	10	10	2	20,00%

**Tabla No.43- Análisis de la Calidad del Producto-2010 “Usuarios en MV y AV”**

**Fuente:** Compendio de datos analizados referente a los índices del CONELEC - SISDAT

En lo referente al año 2010 aun continúan siendo bajos los porcentajes con excepción del mes de enero en el que se registra un 46,15% de usuarios del total de evaluados fuera del límite de 0,92 establecido para el Factor de Potencia.

Realmente es notable la mejora obtenida en los usuarios de medio y alto voltaje muchos de estos en relación a las multas otorgadas por el bajo factor de potencia obtenido.

#### **4.3.2 EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES CORRESPONDIENTES A LA CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO.**

La Calidad de Servicio Técnico ha sido uno de los factores más importantes y perjudiciales para el abonado desde sus inicios dado que las interrupciones

constantes de energía son las que en mayor grado afectan tanto a los consumidores residenciales, comerciales e industriales, generando molestia y grandes pérdidas económicas a estos grupos.

En la Regulación No. CONELEC 004/01 se establece dos índices importantes a fin de poder controlar la Calidad del Servicio Técnico entregado por el distribuidor, estos son:

- Frecuencia de Interrupciones
- Duración de las Interrupciones

Estos dos parámetros han sido explicados más detenidamente en el Capítulo 1 por lo cual será analizado con mayor énfasis en base a la evolución que han tenido estos índices por parte de la Empresa Eléctrica Quito (EEQSA), verificando de esta manera el nivel de cumplimiento en lo que la Regulación No. CONELEC 004/01 establece.

Tanto para la Frecuencia Media de Interrupción (FMik) así como para el Tiempo Total de Interrupción (TTIk) que expresa el nivel de cumplimiento que la Empresa Eléctrica Quito S.A. presentamos la siguiente evolución para los tres últimos años relacionados de la Calidad del Servicio Técnico que entrega la Empresa Eléctrica Quito EEQSA.

#### 4.3.2.1 FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCIÓN (FMik) EVALUADA PARA LA RED ELÉCTRICA TOTAL -EEQSA.

FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCION POR KVA PARA E.E.Q.SA.												
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2008	0,248	0,581	0,84	1,12	1,44	1,62	1,84	2,086	2,411	2,654	2,835	3,119
2009	0,89	1,1	1,37	1,6	1,87	2,04	2,2	2,39	2,7	2,9	3,11	3,33
2010	0,28	0,43	0,55	0,92	1,18	1,37	1,58	1,75	1,98	2,31	2,54	2,72

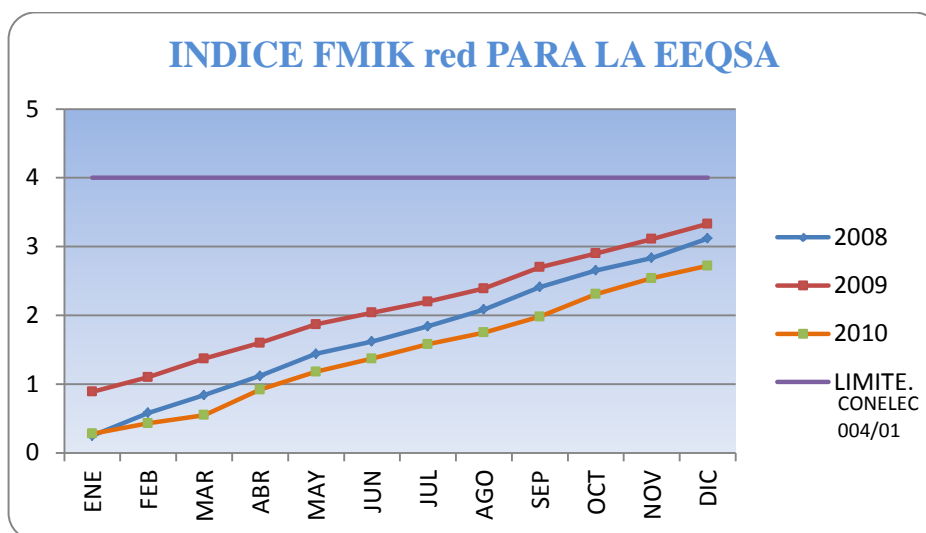
Tabla No.44- Índices mensuales de la evolución del FMik red para la EEQSA.

Fuente: Sistematización de datos del sector eléctrico CONELEC – SISDAT



Los valores presentados en la tabla No. 44 corresponden a la evaluación realizada para los tres últimos años en los cuales muestra mes a mes el valor alcanzado por el índice correspondiente a la Frecuencia Media de Interrupción permitido, el cual según lo que establece la Regulación No. CONELEC 004/01 no debe ser superior a 4 para la red total. Como se pudo observar en la tabla expuesta este valor no ha superado en ningún mes de los tres últimos años el límite indicado considerándose como un cumplimiento al 100% de lo solicitado para la evaluación en la red eléctrica total.

En la siguiente figura se puede observar como este índice ha ido evolucionando sin llegar a superar el límite establecido.



**Figura No.29- Frecuencia Media de Interrupción total de la red - E.E.Q.S.A.**

**Fuente:** Sistematización de datos del sector eléctrico CONELEC - SISDAT

#### 4.3.2.2 TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN (TTIK) PARA LA RED ACUMULADA EEQSA.

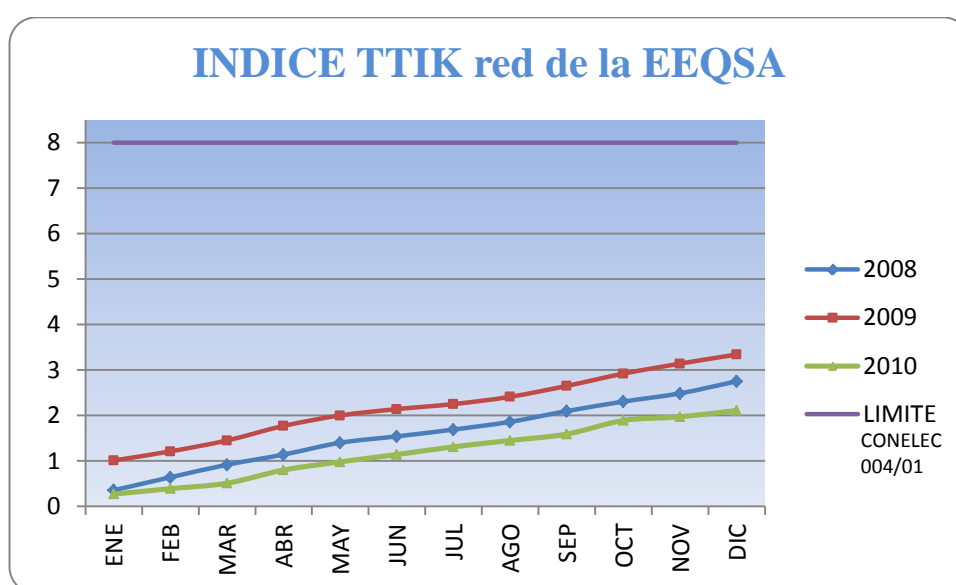
TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION POR KVA ( TTIK) PARA LA E.E.Q.SA.												
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2008	0,355	0,64	0,916	1,14	1,4	1,54	1,69	1,86	2,096	2,305	2,486	2,751
2009	1,01	1,21	1,45	1,77	2	2,14	2,25	2,41	2,65	2,92	3,14	3,34
2010	0,27	0,39	0,51	0,8	0,98	1,14	1,31	1,45	1,59	1,89	1,97	2,11

**Tabla No.45- Índices mensuales de evolución del TTIKred para la EEQSA.**

**Fuente:** Sistematización de datos del sector eléctrico CONELEC – SISDAT

La tabla No. 45 muestra la evaluación realizada para los tres últimos años en los cuales se observa mes a mes el valor alcanzado por el índice correspondiente a la Tiempo Total de Interrupción permitido, el cual según lo que establece la Regulación No. CONELEC 004/01 no debe ser superior a 8 para la red total. Al igual que la frecuencia Media de Interrupción este valor no ha superado en ningún mes de los tres últimos años el límite indicado considerándose como un cumplimiento al 100% de lo solicitado para la evaluación en la red eléctrica total.

En la siguiente figura se puede observar como este índice ha ido evolucionando sin llegar a superar el límite establecido



**Figura No.30- Tiempo Total de Interrupción total de la red- E.E.Q.S.A.**  
**Fuente:** Sistematización de datos del sector eléctrico CONELEC - SISDAT

Tomando en cuenta lo que la Regulación No. CONELEC 004-01 establece referente a los límites tanto para la Frecuencia Media de Interrupción (FMIk) y el Tiempo total de Interrupción TTIk se puede encontrar que la EEQSA. Se mantiene dentro de los márgenes establecidos.

De esta manera se estaría garantizando que las suspensiones del servicio eléctrico en base a este índice se encuentran en niveles aceptables para el abonado, sin embargo los mismos índices evaluados para los alimentadores muestran que aun existen puntos en los que se requiere una mejora como se lo observara en el siguiente análisis.

### 4.3.2.3 ÍNDICES FMIK –TTIK PARA ALIMENTADORES DE LA EEQSA.

En las siguientes tablas analizadas en función de los alimentadores con índices individuales se verá más claramente que aun existen algunos puntos que representan problemas debido a que sobrepasan los que la Regulación No. CONELEC 004/01 establece.

INDICE DE EVALUACION DE LA CALIDAD DE SERVICIO TECNICO- FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCION (FMIK) Y TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION( TTIK) A NIVEL DE ALIMENTADORES EEQSA-2008																										
Item	Subestación	Tipo	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
			Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado	
			FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
6	(2) LULUNCOTO	U	0,311	0,205	0,311	0,205	1,281	1,18	1,85	1,5	2,12	1,52	2,37	3,84	2,59	3,98	2,819	4,002	2,819	4,002	3,159	5,101	3,159	5,101	5,004	6,669
9	(2) LULUNCOTO	U	0,000	0,000	1,509	2,683	2,427	4,256	2,72	4,28	3,66	5,64	4,18	5,85	4,48	6,04	5,879	7,306	6,259	7,798	6,259	7,798	6,259	7,798	6,259	7,798
10	(3) BARRIONUEVO	U	0,650	0,501	2,104	1,516	2,104	1,516	3,23	3,1	4,97	4,19	4,97	4,19	5,84	4,77	5,341	4,769	6,262	4,853	6,262	4,853	6,262	4,853	6,262	4,853
15	(3) BARRIONUEVO	U	0,273	0,246	2,687	1,701	3,298	2,192	4,08	3,25	4,77	3,7	5,15	3,82	6,23	4,33	6,758	4,374	8,587	5,09	8,587	5,09	8,587	5,09	9,334	5,531
17	(4) CHIMBACALLE	U	1,050	0,400	2,469	1,377	2,469	1,377	3,26	2,35	4,59	2,91	5,39	3,1	5,77	3,32	5,774	3,319	6,15	3,792	6,15	3,792	6,15	3,792	6,592	4,349
20	(4) CHIMBACALLE	U	0,742	2,970	0,742	2,970	1,801	3,63	2,24	4,38	2,24	4,38	3,96	5,64	4,83	6,42	4,833	6,419	5,336	7,213	5,655	7,631	5,655	7,631	5,655	7,631
24	(6) ESCUELA SUCRE	U	0,254	2,050	0,254	2,050	254	2,05	2,17	3,4	3,74	4,27	4,84	5,02	5,41	5,32	5,405	5,318	5,405	5,318	6,235	5,54	6,235	5,54	6,235	5,54
25	(7) SAN ROQUE	U	0,819	0,920	2,071	1,957	3,09	2,419	4,05	5,19	4,83	5,8	4,83	5,8	4,83	5,8	5,259	5,951	5,724	6,104	7,434	7,372	7,434	7,372	7,434	7,372
27	(7) SAN ROQUE	U	1,378	1,097	1,825	1,625	2,256	2,284	2,69	2,82	3,59	3,52	5,77	5,39	5,77	5,39	5,765	5,394	6,112	5,949	6,112	5,949	6,477	6,142	7,334	7,184
29	(7) SAN ROQUE	U	1,253	1,203	1,791	1,838	1,791	1,838	1,79	1,84	2,57	5,96	2,57	5,96	2,57	5,96	2,569	5,961	2,569	5,961	5,235	7,787	5,828	7,965	7,017	9,808
31	(8) LA MARIN	U	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0	0	0,00	0,00	9,98	28,32	13,14	28,88	18,72	10,79	20,178	46,874	22,256	74,852	23,435	97,307	25,49	96,473	25,49
34	(8) LA MARIN	U	0,000	0,000	0,940	0,397	94	397	1,35	0,74	3,25	1,26	3,52	1,31	4,29	1,62	5,171	2,399	4,467	3,618	7,166	4,112	8,232	4,329	8,232	4,329
39	(10) DIEZ VIEJA	U	0,000	0,000	0,705	0,973	705	973	0,71	0,97	1,07	1,00	1,07	1,00	1,07	1	2,855	1,64	6,619	3,254	7,036	3,655	7,637	3,691	7,896	4,07
75	(18) CRISTIANA	U	0,000	0,000	0,808	0,309	1,321	97	1,51	1,18	2,24	1,83	2,24	1,83	2,63	1,86	2,629	1,863	3,831	2,016	4,052	2,049	4,445	2,54	5,136	2,754
87	(19) COTOCOLLAO	U	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0	0,82	1,39	1,41	1,81	1,91	2,51	2,4	2,57	2,652	2,598	4,651	4,948	4,651	4,948	5,019	5,019	6,132	5,903
89	(21) EPICLACHIMA	U	1,791	0,866	2,553	1,180	2,969	1,65	3,8	1,89	4,03	2,49	4,45	2,52	4,45	2,52	4,45	2,515	6,159	3,091	6,543	3,129	6,543	3,129	7,279	3,762
90	(21) EPICLACHIMA	U	0,353	0,225	0,353	0,225	953	348	0,95	0,35	1,44	43	2,28	1,07	3	1,14	3,143	1,158	4,138	1,557	4,769	1,624	4,898	1,634	5,998	2,919
91	(21) EPICLACHIMA	U	0,344	0,089	0,528	0,146	705	16	1,99	1,25	2,98	1,64	3,35	1,96	4,24	2,4	4,451	2,42	5,351	2,628	5,351	2,628	5,351	2,628	5,743	2,736
92	(21) EPICLACHIMA	U	1,026	0,504	2,127	0,608	2,127	608	2,13	0,61	2,83	1,1	4,65	1,8	4,65	1,8	6,332	2,054	6,87	2,581	7,451	2,639	7,451	2,639	8,994	3,468
112	(34) MACHACHI	R	2,578	4,949	3,892	5,527	4,326	5,67	4,33	5,67	5,29	5,95	7,42	8,35	7,88	8,43	7,875	8,431	10,429	10,651	10,429	10,652	11,151	11,248	14,339	12,858
122	(37) SANTA ROSA	R	0,722	0,871	1,775	5,175	2,379	5,707	4,15	6,75	4,91	7,07	5,82	7,82	6,23	8,55	6,526	9,01	7,984	10,292	9,49	11,332	11,138	11,807	12,074	12,157
127	(49) LOS BANCOS	R	0,165	15,999	0,345	16,087	727	17,703	1,35	18,29	1,48	19,74	1,48	19,74	1,48	19,74	1,56	19,924	1,56	19,924	1,56	19,924	1,636	20,186	1,636	20,186
128	(49) LOS BANCOS	R	0,604	13,322	0,831	13,508	1,062	14,567	1,8	17,5	1,92	18,82	1,92	18,82	1,92	18,82	2,251	19,095	2,251	19,095	2,771	21,59	3,373	22,353	3,373	22,353
153	(59) EUGENIO ESPEJO	U	0,245	0,221	1,041	0,901	2,109	1,938	2,87	2,59	3,4	3,2	4,15	3,81	4,41	3,95	5,564	5,169	6,142	5,965	6,976	6,384	7,069	6,713	8,231	8,004
154	(59) EUGENIO ESPEJO	U	0,796	0,167	1,945	0,652	2,174	88	3,42	1,39	4,01	2,02	4,12	2,03	4,64	2,26	5,314	2,49	5,554	2,733	6,138	2,84	6,417	2,92	6,724	2,967
155	(59) EUGENIO ESPEJO	U	0,408	0,036	0,943	0,397	943	397	1,13	0,62	1,4	1,07	2,49	1,44	2,89	1,57	3,431	1,876	3,642	2,283	3,85	2,327	4,052	2,434	4,052	2,434

**Tabla No.46- Índices anuales de evaluación de la Calidad de Servicio Técnico EEQSA- 2008**

**Fuente:** Sistematización de datos del sector eléctrico CONELEC - SISDAT

Como se puede observar en la tabla No. 46 se encuentran detallado un compendio de todos los valores alcanzados por la Empresa Eléctrica Quito S.A. referente a la

Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) y el Tiempo Total de Interrupción (TTIK) analizados para los alimentadores de cada subestación para el año 2008, mostrando con énfasis y señalado en color rojo aquellos puntos en los cuales los índices han superado el límite permitido en la Regulación No. CONELEC 004/01. De los aproximadamente 159 alimentadores evaluados para todo el año un total de 21 de ellos sobrepasaron los límites establecidos.

INDICE DE EVALUACION DE LA CALIDAD DE SERVICIO TECNICO- FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCION (FMIK) Y TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION (TTIK) A NIVEL DE ALIMENTADORES EEQSA-2009																									
		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
Subestación	Tipo	Índice Acumulado		Índice Acumulado		Índice Acumulado		Índice Acumulado		Índice Acumulado		Índice Acumulado		Índice Acumulado		Índice Acumulado		Índice Acumulado		Índice Acumulado		Índice Acumulado		Índice Acumulado	
		FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK
3 (E.E. Quito / S/E 03 Barrionuevo)	U (Urbano)	1,36	1,30	1,36	1,30	1,36	1,30	2,40	1,86	2,88	1,89	3,55	2,49	3,55	2,49	4,20	2,82	4,84	3,69	5,20	3,81	5,20	3,81	5,20	3,81
3 (E.E. Quito / S/E 03 Barrionuevo)	U (Urbano)	2,02	1,93	2,02	1,93	2,95	2,25	3,71	2,85	4,99	4,16	5,47	4,59	5,94	4,87	5,94	4,87	5,94	4,87	6,75	5,45	6,75	5,45	7,98	6,38
4 (E.E. Quito / S/E 04 Chimbascale)	U (Urbano)	1,36	1,51	2,13	1,81	2,77	1,92	3,86	2,73	4,69	2,80	4,69	2,80	4,69	2,80	5,43	2,92	5,43	2,92	5,78	3,03	6,00	3,25	6,00	3,25
7 (E.E. Quito / S/E 07 San Roque)	U (Urbano)	1,59	2,29	2,00	2,34	2,82	2,66	3,71	3,24	5,03	4,57	5,03	4,57	5,41	4,76	5,80	5,46	5,80	5,46	6,12	5,81	6,12	5,81	6,12	5,81
7 (E.E. Quito / S/E 07 San Roque)	U (Urbano)	1,82	2,02	1,82	2,02	2,20	2,57	2,20	2,57	2,57	2,78	3,06	3,35	3,06	3,35	3,74	4,15	3,74	4,15	5,07	4,24	5,73	4,89	5,73	4,89
7 (E.E. Quito / S/E 07 San Roque)	U (Urbano)	3,59	7,99	3,59	7,99	3,59	7,99	4,51	9,52	4,51	9,52	4,51	9,52	4,51	9,52	5,74	11,81	5,74	11,81	6,67	12,08	6,67	12,08	6,67	12,08
8 (E.E. Quito / S/E 08 La Marín)	U (Urbano)	4,30	3,93	4,30	3,93	4,30	3,93	4,30	3,93	4,30	3,93	4,30	3,93	4,97	9,53	4,97	9,53	4,97	9,53	7,85	14,84	7,85	14,84	7,85	14,84
17 (E.E. Quito / S/E 17 Andalucía)	U (Urbano)	2,98	1,64	3,49	1,91	4,50	2,10	4,50	2,10	5,55	2,37	5,55	2,37	5,55	2,37	5,55	2,37	5,55	2,37	5,79	2,64	5,79	2,64	5,79	2,64
17 (E.E. Quito / S/E 17 Andalucía)	U (Urbano)	1,47	1,09	1,47	1,09	2,72	1,49	3,03	1,61	4,31	2,04	4,97	2,24	4,97	2,24	4,97	2,24	5,29	2,61	5,29	2,61	5,77	2,88	5,86	2,94
17 (E.E. Quito / S/E 17 Andalucía)	U (Urbano)	2,51	1,92	2,51	1,92	3,70	2,52	4,35	2,83	5,21	4,49	5,85	6,49	5,85	6,49	5,85	6,49	6,46	7,18	6,46	7,18	6,46	7,18	6,46	7,18
18 (E.E. Quito / S/E 18 Cristiana)	U (Urbano)	1,14	1,04	2,17	2,36	2,55	2,67	3,19	2,80	3,53	2,85	4,09	3,14	5,26	3,74	5,26	3,74	5,53	3,76	6,00	4,40	6,69	6,18	6,98	6,46
18 (E.E. Quito / S/E 18 Cristiana)	U (Urbano)	1,07	1,53	1,07	1,53	2,09	1,94	2,09	1,94	2,59	2,02	2,59	2,02	2,84	2,06	3,05	2,10	3,47	2,14	3,83	2,65	4,33	3,49	5,18	4,18
21 (E.E. Quito / S/E 21 Epiclaclima)	U (Urbano)	1,05	0,70	1,05	0,70	1,63	0,79	2,14	0,85	2,14	0,85	2,37	0,88	3,24	1,12	4,14	1,36	4,45	1,40	4,45	1,40	4,67	1,44	5,22	1,60
21 (E.E. Quito / S/E 21 Epiclaclima)	U (Urbano)	1,39	0,93	2,10	1,03	2,46	1,07	4,00	1,96	4,47	2,35	5,21	2,82	5,71	2,86	6,44	3,24	6,71	3,65	7,01	3,73	7,01	3,73	7,78	3,98
34 (E.E. Quito / S/E 34 Machachi)	R (Rural)	0,817	1,099	0,817	1,099	2,046	2,717	2,866	3,77	2,866	3,77	3,598	4,574	4,188	4,843	4,188	4,843	5,222	5,101	6,289	7,024	6,289	7,024	6,289	7,024
37 (E.E. Quito / S/E 37 Santa Rosa)	R (Rural)	2,016	1,377	3,644	2,405	5,215	3,77	5,757	4,823	6,054	5,687	6,608	6,316	7,183	6,601	8,463	6,785	11,121	8,271	11,121	8,271	11,262	8,285	11,917	8,615
37 (E.E. Quito / S/E 37 Santa Rosa)	U (Urbano)	1,393	1,662	1,393	1,662	1,834	1,852	3,065	2,33	3,604	2,831	3,604	2,831	3,604	2,831	3,604	2,831	5,008	5,046	6,215	7,016	6,215	7,016	7,721	7,36
37 (E.E. Quito / S/E 37 Santa Rosa)	U (Urbano)	0,9	0,708	1,259	0,761	1,562	1,38	2,261	1,594	2,42	1,67	2,42	1,67	2,42	1,67	3,001	3,514	4,995	5,102	4,995	5,102	4,995	5,102	5,311	5,332
49 (E.E. Quito / S/E 49 Los Bancos)	R (Rural)	1,36	4,567	1,949	9,387	2,461	14,861	2,673	17,552	2,673	17,552	2,826	17,645	3,082	18,761	3,412	20,889	3,529	21,511	3,529	21,511	3,667	21,670	3,916	22,293
57 (E.E. Quito / S/E 57 Pomasqui)	R (Rural)	1,1	1,67	1,1	1,67	1,1	1,67	1,122	1,694	1,122	1,694	1,122	1,694	1,122	1,694	1,122	1,694	2,798	2,728	3,474	4,355	6,301	7,019	7,424	7,575
57 (E.E. Quito / S/E 57 Pomasqui)	U (Urbano)	0,672	0,988	0,773	1,06	1,054	1,088	1,054	1,088	1,525	1,196	1,525	1,196	1,525	1,196	1,809	1,224	2,803	2,15	4,067	3,144	6,502	5,241	20	5,674

**Tabla No.47- Índices anuales de evaluación de la Calidad de Servicio Técnico EEQSA- 2009**

**Fuente:** Sistematización de datos del sector eléctrico CONELEC - SISDAT

Para el año 2009 como se lo puede observar en la tabla No. 47 los índices de Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) y Tiempo Total de Interrupción (TTIK)

analizados para los alimentadores aun mantienen un margen alto que ha sobrepasado los límites permitidos mostrando un incremento de incumplimiento mayor en la Frecuencia Media de Interrupción (FMik) como se lo observa señalado con rojo en relación al año 2008. De los aproximadamente 155 alimentadores evaluados 21 sobrepasaron los límites.

INDICE DE EVALUACION DE LA CALIDAD DE SERVICIO TECNICO- FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCION (FMik) Y TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION(TTIK) A NIVEL DE ALIMENTADORES EEQSA-2010																									
		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado		Indice Acumulado	
Subestación	Tipo																								
		FMik	TTik	FMik	TTik	FMik	TTik	FMik	TTik	FMik	TTik	FMik	TTik	FMik	TTik	FMik	TTik	FMik	TTik	FMik	TTik	FMik	TTik	FMik	TTik
3 (E.E. Quito / S/E 03 Barriónuevo)	U (Urbano)	0,29	0,69	0,59	1,20	1,21	1,53	2,27	3,17	2,59	3,31	2,90	3,75	3,61	4,17	3,61	4,17	3,91	4,20	3,91	4,20	4,65	4,34	5,06	4,57
3 (E.E. Quito / S/E 03 Barriónuevo)	U (Urbano)	0,57	1,01	0,87	1,53	1,74	2,37	2,73	3,82	3,76	4,47	3,76	4,47	4,25	4,83	4,90	5,18	5,86	6,21	6,97	7,07	7,96	7,50	7,96	7,50
8 (E.E. Quito / S/E 08 La Marín)	U (Urbano)	2,43	0,88	2,43	0,88	2,43	0,88	3,84	1,98	3,84	1,98	3,84	1,98	8,65	24,25	8,65	24,25	11,25	24,43	14,01	25,89	14,01	25,89	14,01	25,89
18 (E.E. Quito / S/E 18 Cristiana)	U (Urbano)	-	-	0,59	0,06	0,59	0,06	3,41	1,22	4,26	2,17	4,26	2,17	4,26	2,17	4,76	2,28	4,76	2,28	5,05	2,33	6,19	2,84	6,19	2,84
19 (E.E. Quito / S/E 19 Cotacollao)	U (Urbano)	1,51	1,11	1,51	1,11	1,81	1,20	4,69	3,47	5,35	3,57	6,48	4,80	6,48	4,80	6,48	4,80	6,48	4,80	6,48	4,80	6,74	4,83	8,57	6,73
19 (E.E. Quito / S/E 19 Cotacollao)	U (Urbano)	1,38	2,01	1,76	2,04	1,76	2,04	2,33	2,47	4,09	3,38	4,69	3,54	4,69	3,54	4,69	3,54	5,34	4,03	5,34	4,03	6,21	5,46	7,34	6,67
19 (E.E. Quito / S/E 19 Cotacollao)	U (Urbano)	0,90	0,35	1,53	1,25	1,53	1,25	2,09	1,74	2,09	1,74	2,09	1,74	2,09	1,74	2,09	1,74	38,40	10,81	38,40	10,81	95,88	21,16	152,04	101,36
21 (E.E. Quito / S/E 21 Epilachima)	U (Urbano)	-	-	-	-	0,65	0,09	1,94	0,50	1,94	0,50	1,94	0,50	1,94	0,50	2,25	0,53	2,25	0,53	3,40	0,88	4,78	1,16	6,18	1,51
21 (E.E. Quito / S/E 21 Epilachima)	U (Urbano)	0	0	0,199	0,026	0,339	0,236	1,282	0,924	2,023	1,619	2,023	1,619	2,288	1,701	3,441	1,874	3,441	1,874	4,016	2,046	5,571	2,808	5,171	2,808
34 (E.E. Quito / S/E 34 Machachi)	R (Rural)	0	0	0,852	0,659	3,345	3,392	4,017	3,674	4,017	3,674	5,683	4,907	5,683	4,907	6,241	5,711	6,688	6,072	7,216	6,467	8,611	7,99	9,523	9,215
36 (E.E. Quito / S/E 36 Tumbaco)	R (Rural)	1,126	0,285	2,095	0,917	2,913	1,802	3,651	4,421	4,068	4,454	4,068	4,454	4,345	4,573	4,713	4,705	5,094	5,486	5,945	6,319	6,057	6,457	6,057	6,457
37 (E.E. Quito / S/E 37 Santa Rosa)	R (Rural)	0,644	0,084	0,905	0,444	1,139	0,503	2,973	1,698	3,204	1,717	3,707	1,801	4,25	2,102	4,495	2,178	5,482	2,765	5,893	2,989	6,214	3,5	6,214	3,5
55 (E.E. Quito / S/E 55 Sangolquí)	R (Rural)	0,402	0,306	0,723	0,511	0,723	0,511	0,985	0,632	1,607	1,068	1,607	1,068	2,597	2,265	3,266	2,681	3,494	2,874	4,189	3,507	5,807	3,864	6,31	3,955
59 (E.E. Quito / S/E 59 Eugenio Espejo)	U (Urbano)	0,713	0,185	0,927	0,416	1,195	0,443	1,882	0,554	3,744	0,852	3,744	0,852	4,987	1,688	5,205	2,145	5,463	2,651	5,753	2,679	6,02	2,748	7,06	3,519

**Tabla No.48- Índices anuales de evaluación de la Calidad de Servicio Técnico EEQSA- 2010**

**Fuente:** Sistematización de datos del sector eléctrico CONELEC - SISDAT

En la tabla No. 48 presentada para el año 2010 se ve una leve mejora referente a los dos años anteriores, los índices de Frecuencia Media de Interrupción se han reducido en su nivel de incumplimiento, para los 155 alimentadores evaluados tan solo 14 de ellos estuvieron fuera de los límites establecidos.

Resumiendo referente a los índices de Frecuencia Media de Interrupción y Tiempo Total de Interrupción analizados para los tres últimos años, se puede encontrar que aquellos que se encuentran fuera de los límites permitidos no superan el 20% del total de los alimentadores evaluados pero si deben considerarse a fin de solucionar los inconvenientes que hayan originado estas fallas del servicio.

Los valores de cumplimiento alcanzados por la E.E.Q.S.A. son altos según lo demuestran los índices de evaluación obtenidos a través del CONELEC, esto es muestra de un proceso evolutivo de cambio que consigue mejoras día a día aunque

aún existen algunos parámetros que deben ser tomados en cuenta para llegar a niveles de exigencia ideales como lo expuesto en las tablas de los índices encontrados referente a los alimentadores.

#### **4.3.3 EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES CORRESPONDIENTES A LA CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL.**

Los índices que evalúan la Calidad del Servicio Comercial al igual que los demás índices analizados son de suma importancia en la actualidad, el buen trato con el cliente así como la pronta atención que se le dé a un requerimiento o reconexión del servicio marca la diferencia entre un servicio bueno y uno de excelente calidad.

Por ello se considera importante conocer la evolución y el desarrollo que la Empresa Eléctrica Quito (EEQSA) ha tenido en estos tres últimos años con la finalidad de evaluar el nivel de aceptación y crecimiento que se le ha dado a la óptima atención que merece todo abonado.

Con la finalidad de medir el nivel de Calidad del Servicio Comercial que una Empresa Eléctrica de Distribución debe tener, la Regulación No. CONELEC 004/01 ha establecido los siguientes índices indicadores de la calidad:

- La Conexión del Servicio Eléctrico y del Medidor
- Estimaciones en la Facturación
- Resolución de Reclamos Comerciales
- Restablecimiento del Servicio Suspendido por Falta de Pago
- Plazo de Respuesta a las Consultas de los Consumidores.
- Información previa a los Consumidores acerca de Interrupciones Programadas
- Reposición del suministro después de una interrupción individual

En base a estos puntos se presenta para la Empresa Eléctrica Quito (EEQSA) la evolución que ha tenido en los tres últimos años para los índices solicitados por la Regulación No. CONELEC 004/01.

Año	Mes	CONEXIONES		PEF (%)	PRUi (%)	PRUt (%)	PRUc (%)	Rehabilitaciones		RESP. a CONSULTAS (%)	RECONEXIONES		ISC (%)
		Urbana (%)	Rural (%)					Urbana (%)	Rural (%)		Urbana (%)	Rural (%)	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)
2008	ENE	88,00%	78,00%	0,35%	0,64%	0,09%	0,33%	97,00%	94,66%	100%	93,27%	62,22%	61,10%
	FEB	93,00%	84,00%	0,27%	0,79%	0,10%	0,42%	96,00%	94,00%	100%	95,91%	63,14%	61,10%
	MAR	86,00%	90,00%	0,31%	0,81%	0,12%	0,35%	96,00%	94,10%	100%	94,31%	64,20%	61,10%
	ABR	81,00%	93,00%	0,41%	0,68%	0,11%	2,67%	97,00%	93,00%	100%	96,04%	59,87%	61,10%
	MAY	87,77%	90,27%	0,31%	0,94%	0,10%	2,71%	95,66%	89,00%	100%	85,00%	69,00%	61,10%
	JUN	91,69%	89,57%	0,35%	1,11%	0,09%	2,94%	92,65%	93,17%	100%	89,00%	65,00%	61,10%
	JUL	92,00%	92,33%	0,31%	1,09%	0,08%	2,91%	86,24%	94,48%	100%	91,00%	63,00%	61,10%
	AGO	93,66%	93,80%	24,00%	1,08%	0,07%	2,68%	91,84%	95,22%	100%	92,00%	71,00%	61,10%
	SEP	95,92%	95,78%	24,70%	1,25%	0,10%	3,37%	98,98%	95,25%	100%	66,93%	76,72%	61,10%
	OCT	83,04%	94,67%	0,30%	1,27%	0,10%	3,61%	99,66%	98,18%	100%	95,27%	70,57%	69,00%
	NOV	95,98%	79,09%	0,30%	1,01%	0,07%	3,15%	98,31%	96,24%	100%	95,70%	64,42%	69,00%
	DIC	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D

**Tabla No.49- Índices anuales de evaluación de la Calidad de Servicio Comercial EEQSA- 2008**

**Fuente:** Índices de cumplimiento de la Calidad del Servicio Eléctrico – CONELEC.

En la tabla No.49 se pueden encontrar el porcentaje de cumplimiento alcanzado para el año 2008 referente a la Calidad del Servicio Comercial; los resultados alcanzados son altos según lo muestran sus porcentajes ya sean en conexión del servicio eléctrico o rehabilitación de suministro y reconexiones en los cuales se mantienen dentro de un margen entre el 70% y el 98% de cumplimiento alcanzado aun cuando sobrepasan los límites establecidos los cuales no deberían ser menores al 95%, referente a la Calidad en Facturación (PEF) estos no han superado el 4% del límite que indica la Regulación, de igual manera los índices de porcentaje de reclamos PRUi, PRUt, PRUc, no superan los límites establecidos del 10%, 8% y 5% respectivamente.

En relación al índice de satisfacción de consumidores (ISC) se puede notar claramente que este es bajo en relación al porcentaje solicitado en la Regulación el cual no debería ser menor al 90% pero según lo mostrado en la tabla anterior máximo se pudo alcanzar el 69% para el mes de diciembre.

Año	Mes	CONEXIONES		PEF (%)	PRUi (%)	PRUt (%)	PRUc (%)	Rehabilitaciones		RESP. a CONSULTAS (%)	RECONEXIONES		ISC (%)
		Urbana (%)	Rural (%)					Urbana (%)	Rural (%)		Urbana (%)	Rural (%)	
2009	ENE	98,13%	81,19%	0,27%	1,00%	0,07%	3,25%	98,22%	96,32%	100,00%	89,86%	67,21%	69,00%
	FEB	91,93%	86,45%	0,26%	0,94%	0,09%	2,73%	98,23%	97,03%	100,00%	90,83%	69,57%	69,00%
	MAR	94,33%	86,11%	0,32%	1,08%	0,07%	3,13%	99,49%	96,32%	100,00%	94,05%	78,13%	69,00%
	ABR	93,68%	80,92%	0,24%	1,11%	0,07%	2,86%	99,60%	98,07%	100,00%	90,91%	73,40%	69,00%
	MAY	94,61%	71,81%	0,23%	1,20%	0,07%	3,04%	98,30%	98,20%	100,00%	91,46%	80,23%	69,00%
	JUN	95,46%	79,36%	0,27%	1,06%	0,07%	2,90%	98,71%	98,12%	100,00%	90,00%	78,08%	69,00%
	JUL	94,70%	80,35%	0,27%	1,08%	0,06%	2,90%	98,81%	97,94%	100,00%	81,08%	82,28%	69,00%
	AGO	92,78%	75,91%	0,21%	1,04%	0,06%	2,69%	98,07%	98,26%	100,00%	88,46%	75,00%	69,00%
	SEP	95,67%	78,59%	0,25%	1,29%	0,08%	2,88%	99,79%	96,91%	100,00%	93,85%	83,75%	69,00%
	OCT	95,61%	73,66%	0,24%	1,30%	0,09%	2,92%	99,09%	98,31%	100,00%	79,69%	82,50%	69,00%
	NOV	96,41%	65,57%	0,03%	1,03%	0,05%	2,48%	98,76%	98,41%	100,00%	95,59%	87,01%	69,00%
	DIC	92,27%	60,18%	0,24%	0,86%	0,09%	2,64%	99,43%	97,29%	100,00%	90,23%	76,24%	69,00%

**Tabla No.50- Índices anuales de evaluación de la Calidad del Servicio Comercial EEQSA- 2009**

**Fuente:** Índices de cumplimiento de la Calidad del Servicio Eléctrico – CONELEC.

Para el año 2009 se observa una leve mejora de los índices de Calidad de Servicio Comercial referente lo que son Conexiones y Rehabilitaciones del servicio eléctrico al igual que los índices por facturación y procesamiento de reclamos para este año tampoco superan los límites establecidos. El índice más crítico aún continúa siendo el de Satisfacción de Consumidores (ISC) el cual se mantiene en el 69% por debajo del límite permitido como se lo puede observar en la tabla No. 50.



Año	Mes	CONEXIONES		PEF (%)	PRUi (%)	PRUt (%)	PRUc (%)	Rehabilitaciones		RESP. a CONSULTAS (%)	RECONEXIONES		ISC (%)
		Urbana (%)	Rural (%)					Urbana (%)	Rural (%)		Urbana (%)	Rural (%)	
2010	ENE	85,94%	69,43%	0,33%	1,04%	0,06%	2,56%	99,33%	95,04%	100,00%	95,38%	50,91%	
	FEB	93,74%	83,55%	0,19%	0,93%	0,07%	2,22%	99,05%	97,68%	100,00%	83,87%	90,63%	61,90%
	MAR	94,71%	94,10%	0,25%	1,06%	0,07%	2,54%	99,79%	99,35%	100,00%	87,43%	84,96%	61,90%
	ABR	94,29%	94,86%	0,24%	1,20%	0,07%	2,59%	99,67%	96,93%	100,00%	86,51%	68,47%	61,90%
	MAY	92,80%	92,29%	0,27%	1,15%	0,07%	2,54%	99,69%	98,86%	100,00%	86,67%	77,45%	61,90%
	JUN	96,48%	96,11%	0,34%	0,98%	0,07%	2,48%	97,96%	99,55%	100,00%	93,38%	86,11%	61,90%
	JUL	97,54%	96,42%	0,36%	1,02%	0,11%	2,60%	99,24%	98,66%	100,00%	95,42%	86,76%	61,90%
	AGO	96,99%	93,96%	0,37%	0,99%	0,08%	2,46%	99,75%	98,68%	100,00%	99,13%	85,71%	61,90%
	SEP	94,86%	91,98%	0,37%	1,04%	0,08%	2,52%	99,17%	97,77%	100,00%	98,10%	88,10%	61,90%
	OCT	94,05%	95,19%	0,37%	1,15%	0,09%	2,68%	99,41%	96,29%	100,00%	97,97%	80,88%	78,70%
	NOV	92,21%	92,99%	0,30%	1,09%	0,09%	2,65%	99,84%	97,56%	100,00%	89,01%	82,05%	78,10%
	DIC	88,43%	94,53%	0,32%	1,11%	0,08%	2,63%	98,35%	97,71%	100,00%	86,54%	81,73%	78,10%

**Tabla No.51- Índices anuales de evaluación de la Calidad del Servicio Comercial EEQSA- 2010**

**Fuente:** Índices de cumplimiento de la Calidad del Servicio Eléctrico – CONELEC.

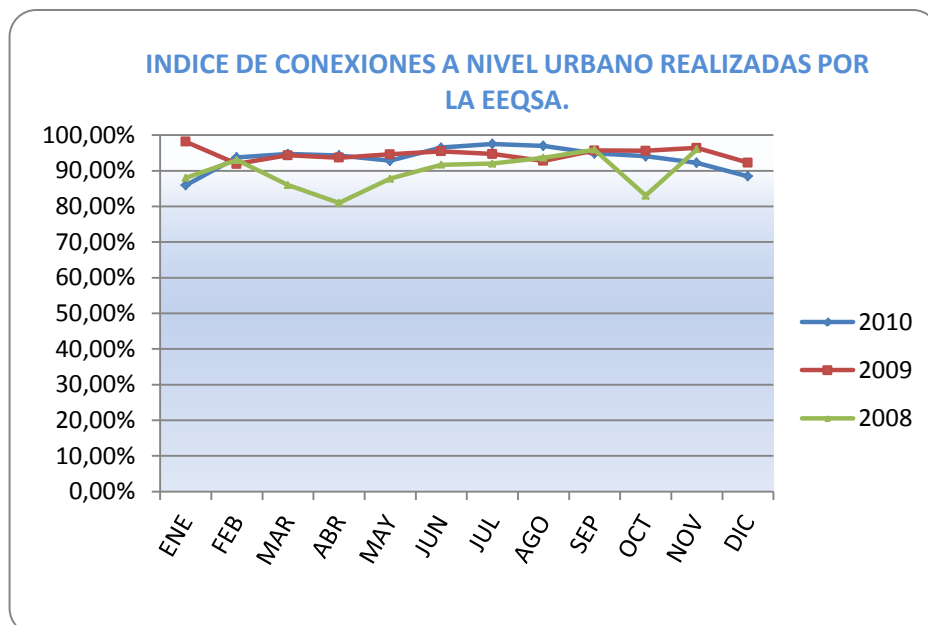
En la tabla No. 51 se puede notar que los índices evaluados en su mayoría permanecen estables, se observa una mejora en el índice de conexiones en zonas rurales los cuales alcanzan porcentajes del 96% y 97% en algunos meses, así como también se ve un incremento del índice de Satisfacción de Consumidores para los meses de octubre noviembre y diciembre con un 78,10% aunque aún no llega al 90% que la Regulación solicita.

La evolución que estos índices muestran refleja el avance evolutivo de una buena atención misma que forma parte de un proceso de mejora que conlleva a alcanzar índices de excelente calidad.

El incremento que han tenido evolutivamente es muestra de que se está logrando alcanzar la meta solicitada de brindar un servicio excelente.

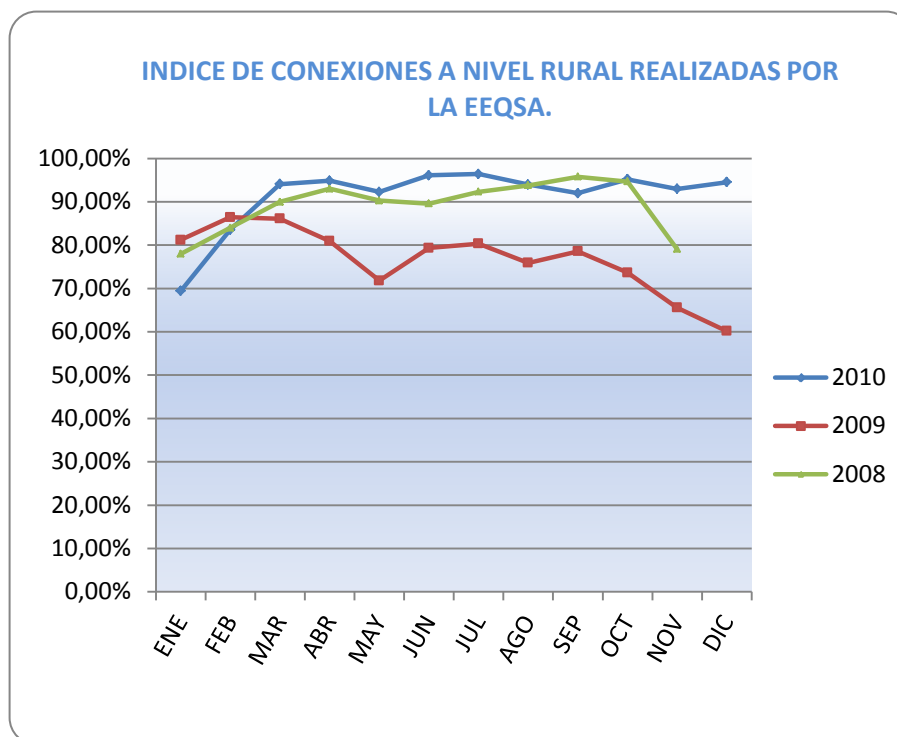
A continuación se analiza bajo que margen se van manteniendo los diferentes índices evaluados tanto para las zonas Urbanas como para las zonas rurales.

#### 4.3.3.1 ÍNDICES EVALUADOS EN FUNCIÓN DE CONEXIONES NUEVAS.



**Figura No.31- Índice de Evaluación de las Conexiones del Servicio Eléctrico Urbano- EEQSA**

**Fuente:** Índices de cumplimiento de la Calidad del Servicio Eléctrico -CONELEC



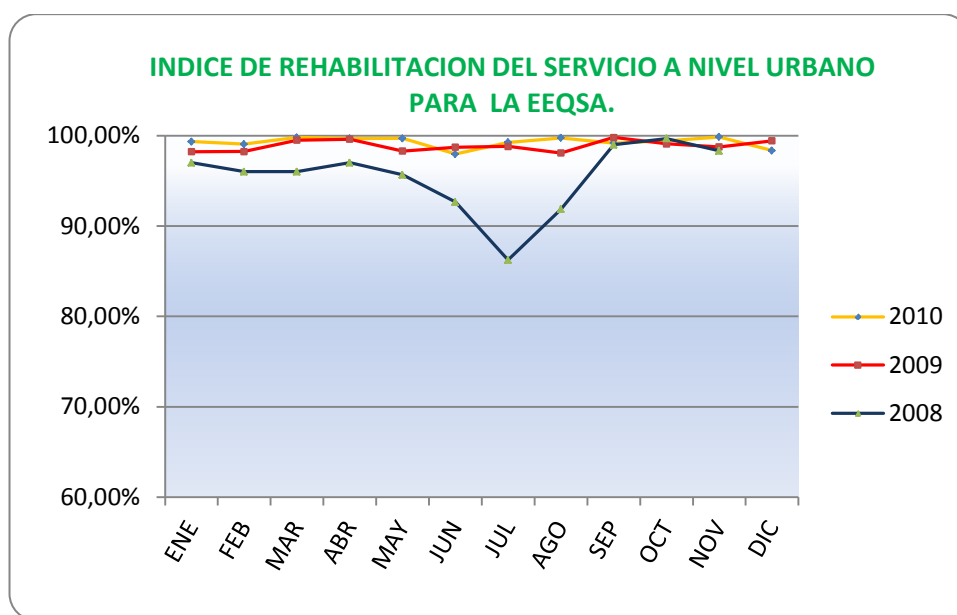
**Figura No.32- Índice de Evaluación de las Conexiones del Servicio Eléctrico Rural- EEQSA.**

**Fuente:** Índices de cumplimiento de la Calidad del Servicio Eléctrico – CONELEC.

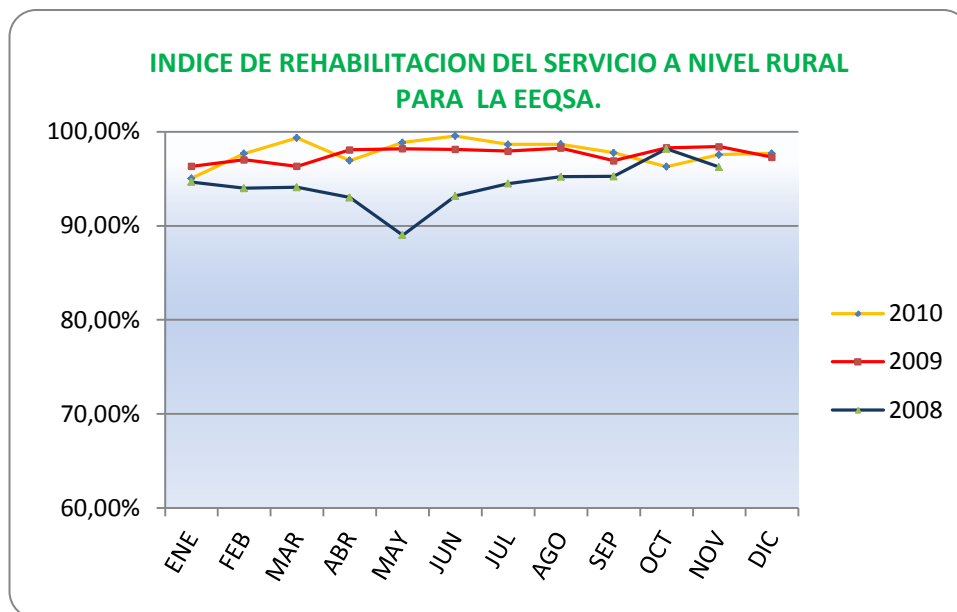
Como se puede observar en las figuras No.31 y 32 para los índices presentados respecto a las conexiones e instalaciones realizadas a los abonados se puede encontrar que el margen para las zonas urbanas para el año 2008 en el cual se realiza una revisión del cumplimiento por parte del CONELEC se mantiene dentro de parámetros aceptables entre el 80% y el 98% mostrando una leve mejora para los años siguientes 2009 y 2010.

En cambio para las conexiones en zonas rurales se puede observar que en función de los índices para el año 2008 en el cual se efectuó la revisión presenta una gran caída en el año 2009 lo cual es superado para el año 2010 en el cual los índices se mantienen entre el 90% y 100%.

#### 4.3.3.2 ÍNDICES EVALUADOS EN FUNCIÓN DA LA REHABILITACIÓN DEL SUMINISTRO.



**Figura No.33- Índice de Evaluación de la Rehabilitación del Servicio Eléctrico Urbano- EEQSA**  
**Fuente:** Índices de cumplimiento de la Calidad del Servicio Eléctrico - CONELEC

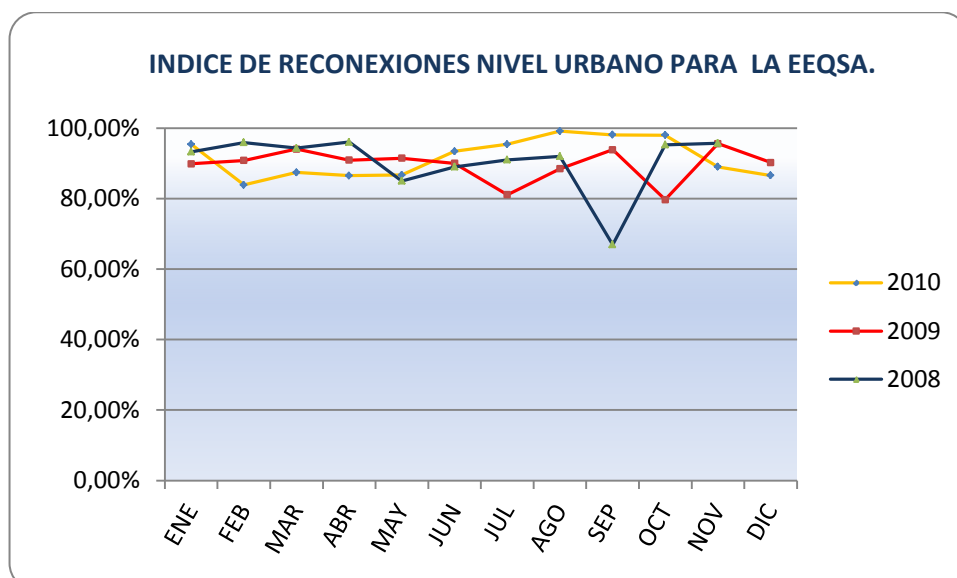


**Figura No.34- Índice de Evaluación de la Rehabilitación del Servicio Eléctrico Rural- EEQSA**

**Fuente:** Índices de cumplimiento de la Calidad del Servicio Eléctrico - CONELEC

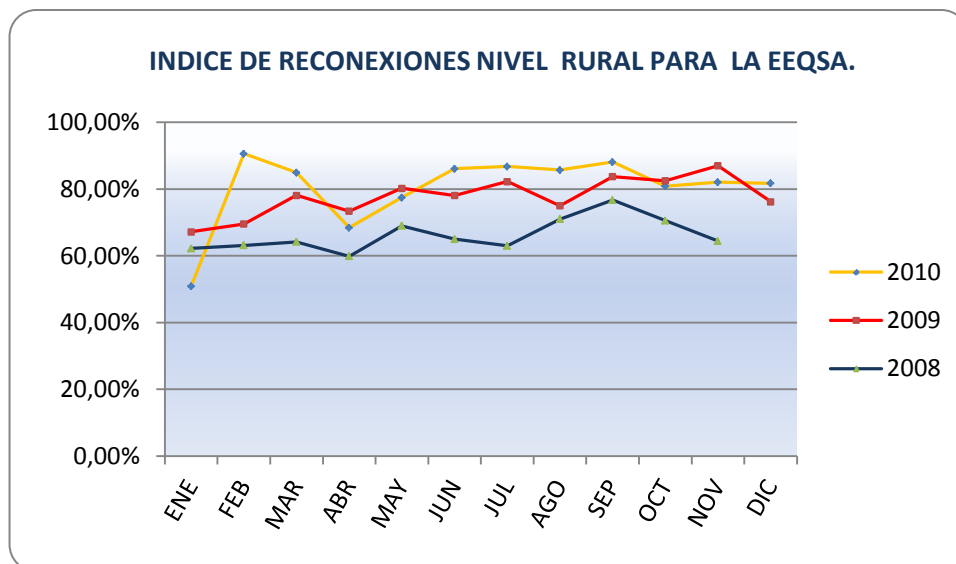
Lo mismo se observa para las rehabilitaciones de servicio estas tienden a mejorar a partir del año 2008 luego de la revisión efectuada por el CONELEC mostrándose más estables mes a mes lo que no se observó en el año 2008.

#### 4.3.3.3 ÍNDICES EVALUADOS EN FUNCIÓN DA LAS RECONEXIONES DEL SUMINISTRO.



**Figura No.35- Índice de Evaluación de las Reconexiones del Servicio Eléctrico Urbano- EEQSA**

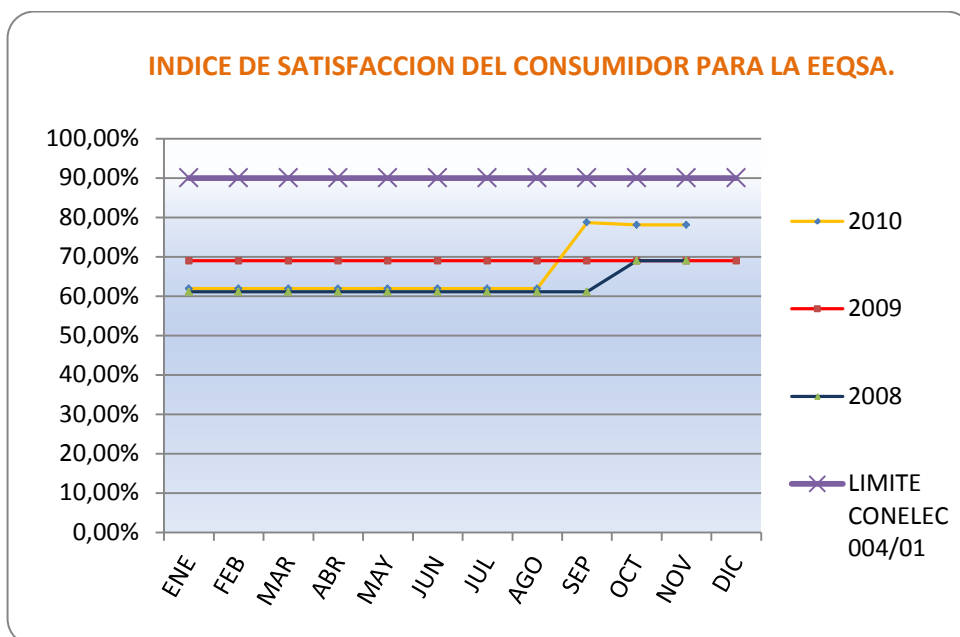
**Fuente:** Índices de cumplimiento de la Calidad del Servicio Eléctrico - CONELEC



**Figura No.36- Índice de Evaluación de las Reconexiones del Servicio Eléctrico Rural- EEQSA**  
**Fuente:** Índices de cumplimiento de la Calidad del Servicio Eléctrico - CONELEC

De igual forma los índices de reconexiones del servicio eléctrico son bastante buenos en los tres últimos años es claro notar que para este caso los índices son más altos para las zonas urbanas que para las zonas rurales lo cual se debe a los tiempos de respuesta que se obtiene se zonas más alejadas.

#### 4.3.3.4 ÍNDICES EVALUADOS EN FUNCIÓN DA LAS RECONEXIONES DEL SUMINISTRO.



**Figura No.37- Índice de Evaluación de las Satisfacción del Consumidor referente a la atención y Servicio- EEQSA.**  
**Fuente:** Índices de cumplimiento de la Calidad del Servicio Eléctrico - CONELEC

Como se pudo observar en la figura No.37 el índice de evaluación de satisfacción de los consumidores se presenta dentro de parámetros aceptables los cuales no han mostrado un crecimiento muy notable sin llegar alcanzar hasta el momento el límite mínimo que la Regulación permite.

## **CAPITULO 5**

### **EVALUACIÓN DE LOS ÍNDICES Y FORMAS DE COMPENSACIÓN POR LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA (ENS)**

#### **5.1 EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA BASE DE DATOS DE LA EEQSA.**

Como se pudo observar en el capítulo anterior se detalló el análisis de cada uno de los índices evaluados para la Calidad del Servicio Eléctrico presentados por la Empresa Eléctrica Quito S.A. como son: Calidad de Producto, Calidad de Servicio Técnico, Calidad de Servicio Comercial.

En los índices mostrados se podía observar los puntos de evaluación que más inconsistencias presentaron, representadas a menor escala del entorno macro de la información presentada, pero como se ha analizado anteriormente si se evalúa en función del total de puntos analizados los índices globales no tienden a bajar en gran proporción en su porcentaje de cumplimiento.

Así se puede encontrar que los resultados globales para cada uno de los índices alcanzan los siguientes porcentajes:

<b>Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico EEQSA.</b>			
<b>Año de Evaluación</b>	<b>Calidad del Producto 30%</b>	<b>Calidad del Servicio Técnico 40%</b>	<b>Calidad del Servicio Comercial</b>

			<b>30%</b>
2008	21,64%	38,72%	15,99%
2009	28,15%	38,04%	16,50%
2010	28,28%	39,08%	18,98%

**Tabla No.52- Índices alcanzados en la evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico.**

**Fuente:** El autor

Para llegar a estos porcentajes globales en función de la Calidad del Servicio Eléctrico estos fueron evaluados para el 100% en función de los siguientes porcentajes para cada índice:

- Calidad del Producto: 30%
- Calidad del Servicio Técnico: 40%
- Calidad del Servicio Comercial: 30%

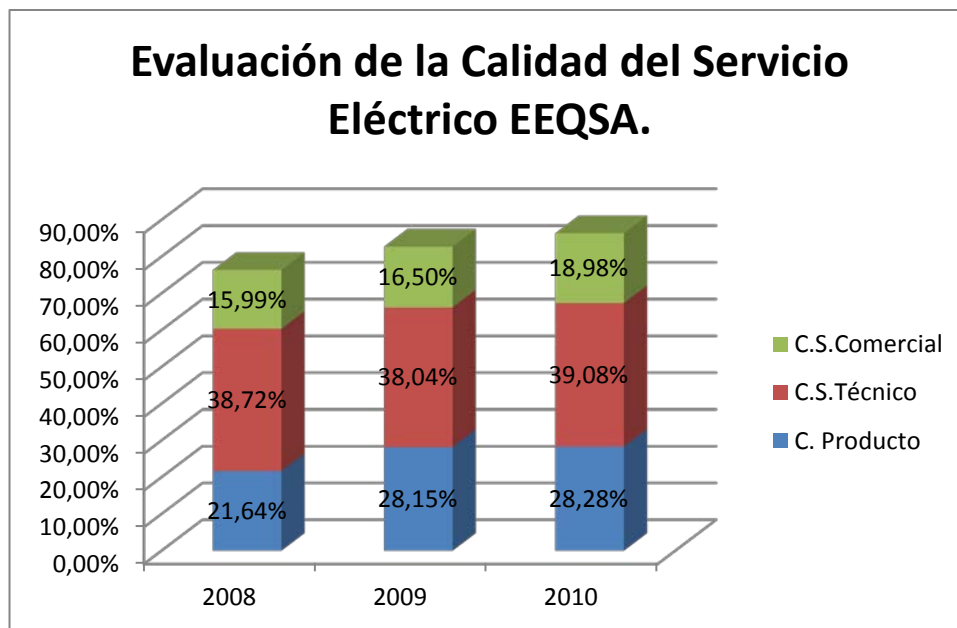
Dando un total del 100% del cumplimiento total alcanzado, bajo este esquema de se alcanzaron los siguientes porcentajes totales de cumplimiento de la Calidad del Servicio Eléctrico para cada año:

2008 → 76.35%

2009 → 82.69%

2010 → 86.34%

Como se puede observar en la siguiente figura los porcentajes que se encuentran con un mayor grado fuera de rango de evaluación son los índices de Calidad del Servicio Comercial siendo este uno de los más notables en la evaluación realizada.



**Figura No.38- Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.**

**Fuente:** El autor

En lo que corresponde a parámetros técnico aún se mantienen márgenes de calidad acordes a lo que la Regulación establece, sin embargo en lo referente a la Calidad del Servicio Comercial a pesar de observarse un ligero incremento anual estos siguen siendo bajos.

Es notable observar que aún existen inconvenientes que permitan lograr índices ideales apegados a lo que la Regulación establece, sin embargo con este propósito se han impulsado por parte del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) campañas tanto de ahorro y uso eficiente de la energía así como también de inversión para acrecentar el recurso tecnológico y la infraestructura de las empresas Distribuidoras a fin de brindar el Servicio Eléctrico de Calidad que el abonado demanda en la actualidad.

## **5.2 NIVELES DE ACEPTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO.**

Uno de los puntos importantes para evaluar la Calidad del Servicio Eléctrico que es entregado al abonado ha sido basarse en las normas o regulaciones vigentes con la finalidad de tener un punto de partida a lo que corresponde un servicio en óptimas condiciones, sin embargo es muy importante tener en cuenta que siempre existirá un



margen de diferencia dependiendo de la realidad social y económica del sitio en que sea aplicado. Bajo este antecedente es importante conocer con que aceptación percibe el abonado el servicio que una empresa distribuidora le entrega con la finalidad de poder evaluar si las inversiones que sean realizadas para ofrecer un mejor servicio son palpables a nivel del abonado que lo recibe.

En la actualidad son muy pocas empresas eléctricas de distribución en el Ecuador que han realizado un estudio de mercado con la finalidad de analizar el nivel de aceptación que el abonado percibe del servicio prestado, inclusive aún cuando la Regulación No. CONELEC 004/01 exige se realice encuestas para medir el nivel de satisfacción del servicio a través del Índice de Satisfacción del Consumidor (ISC) la mayoría de empresas no alcanzan el límite menor permitido que es del 95%.

Un estudio de mercado permite a la empresa medir el grado de confianza hacia sus clientes, así como también evaluar las fortalezas y debilidades que la empresa posee.

Basados en estos antecedentes se ha realizado una encuesta muy sencilla pero que permitirá tener una base sobre la cual se pueda contrastar la información de los índices evaluados en función de lo que el abonado percibe en la calidad del servicio eléctrico.

### **5.2.1 NIVELES QUE EL ABONADO EVALUARÁ DEL SERVICIO ELÉCTRICO RECIBIDO.**

Para el presente estudio realizado se ha analizado en función de los tres aspectos que la Calidad del Servicio Eléctrico establece según la Regulación No. CONELEC 004/01 siendo así:

- Calidad del Producto
- Calidad del Servicio Técnico
- Calidad del Servicio Comercial

Estos tres aspectos deben ser perceptibles al abonado ya sea si el nivel de calidad es

alto o bajo según sea el caso.

El objetivo principal que se buscara obtener será el obtener el nivel de Satisfacción que el abonado percibe del la Calidad del Servicio Eléctrico que recibe.

### 5.2.2 POBLACIÓN OBJETIVO

La población objetivo ha sido delimitada para el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito E.E.Q.S.A. de donde se ha enfocado primordialmente en el sector industrial con la finalidad de obtener información más certera referente a los objetivos que se desean conseguir.

Bajo este enfoque, el número de abonados industriales que comprende el área de concesión de la Empresa eléctrica Quito es de: 13.353 abonados referentes a diciembre del año 2010 como se lo puede observar en la siguiente tabla.

<b>NÚMERO DE ABONADOS</b>					
Indica la evolución del promedio anual del número de Clientes Regulados de cada uno de los sectores de consumo.					
<b>Promedio anual</b>					
<b>Año</b>	<b>Residencial</b>	<b>Comercial</b>	<b>Industrial</b>	<b>Otros</b>	<b>Total</b>
2.000	441.456	58.318	8.789	5.133	513.695
2.001	460.979	60.926	9.396	5.333	536.634
2.002	479.310	64.523	10.030	5.541	559.404
2.003	496.706	68.181	10.567	5.940	581.394
2.004	519.046	72.364	10.996	6.354	608.760
2.005	545.569	77.230	11.498	6.839	641.136
2.006	575.286	82.184	12.015	7.271	676.755
2.007	602.708	86.607	12.406	7.728	709.449
2.008	639.619	93.477	12.713	8.383	754.191
2.009	672.123	98.592	13.010	8.919	792.643
2.010	709.439	103.516	13.353	4.324	830.631

**Tabla No.53- Número de Abonados de la E.E.Q.S.A.**

**Fuente:** Dirección de Planificación y Estadística de la Empresa Eléctrica Quito

Para este grupo de abonados se ha considerado obtener una muestra representativa la cual ubique los diferentes sectores que abarcan el parque industrial en la ciudad de Quito como son: zona norte y zona sur comprendiendo en la mayoría de los casos

zonas de tipo semiurbano.

En consecuencia de que la realización de las encuestas no comprenden un estudio técnico de mercado, sino un referente de evaluación del servicio eléctrico que los abonados reciben por parte de la empresa de distribución, la muestra considerada comprende aproximadamente 130 encuestas las cuales serán realizadas específicamente al personal técnico de cada empresa industrial a fin de que los objetivos y respuestas por parte de los encuestados sean claros y concisos.

### **5.2.3 DISEÑO DE LA ENCUESTA**

El diseño de la encuesta va enfocado en mostrar los tres aspectos principales de la Calidad del Servicio Eléctrico, los cuales ya se los ha ido explicando y evaluando en los diferentes capítulos como son: Calidad del Producto, Calidad del Servicio Técnico y Calidad del Servicio Comercial. Aspectos que se encuentran muy ligados a los problemas más comunes que el abonado puede percibir del servicio eléctrico entregado.

Así para una mejor comprensión se ha realizado un formato de encuesta que comprende 10 preguntas claras y precisas para evaluar de manera global como está siendo aceptado el servicio que la Empresa Eléctrica Quito S.A. entrega a sus abonados.

Para lo cual se ha realizado la encuesta de acuerdo al formato que se lo puede observar en la siguiente página:

### ENCUESTA DE SATISFACCIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Esta es una encuesta que nos ayudará a medir el nivel de satisfacción de la calidad del servicio eléctrico que Ud. recibe por parte de la Empresa Eléctrica de Distribución E.E.Q.S.A., por favor ayúdeme con los siguientes datos:

Información de la empresa:

NOMBRE/EMP.	_____	NOMBRE/ENCUESTADO	_____ (OPCIONAL)
ZONA	N <input type="checkbox"/> S <input type="checkbox"/>	CARGO / ENCUESTADO	_____ (OPCIONAL)
TAMAÑO/ EMP.	_____	FECHA	_____

1 ¿Me puede informar cual es el nivel de satisfaccion que Ud. Considera del servicio eléctrico que recibe?

- |                       |                          |     |                             |
|-----------------------|--------------------------|-----|-----------------------------|
| a) Muy Satisfactorio  | <input type="checkbox"/> | AP3 | (CONTINUE EN LA PREGUNTA 3) |
| b) Satisfactorio      | <input type="checkbox"/> | AP3 | (CONTINUE EN LA PREGUNTA 3) |
| c) Poco Satisfactorio | <input type="checkbox"/> | AP2 | (CONTINUE EN LA PREGUNTA 2) |
| d) Nada Satisfactorio | <input type="checkbox"/> | AP2 | (CONTINUE EN LA PREGUNTA 2) |

2 ¿Opina así? ( EN REFERENCIA A LA RESPUESTA ANTERIOR QUE TIPO DE PROBLEMA HA TENIDO )

- |    |                          |   |
|----|--------------------------|---|
| a) | <input type="checkbox"/> | Problemas con la Calidad del Producto ( Mala calidad de voltaje en el servicio eléctrico) |
| b) | <input type="checkbox"/> | Problemas con el Servicio Técnico ( Cortes de energía )                                   |
| c) | <input type="checkbox"/> | Tiempo de Respuesta a sus reclamos o problemas  |

3 ¿Ha sufrido su empresa cortes de energía en los ultimos 6 meses? (TODO TIPO DE CORTE DE ENERGIA)

- |       |                          |     |                             |
|-------|--------------------------|-----|-----------------------------|
| a) SI | <input type="checkbox"/> | AP4 | (CONTINUE EN LA PREGUNTA 4) |
| b) NO | <input type="checkbox"/> | AP6 | (CONTINUE EN LA PREGUNTA 6) |

4 ¿En promedio cuantos cortes de energía ha tenido por mes en los ultimos 6 meses? ( ESPECIFICADO EN UNIDADES)

Respuesta: \_\_\_\_\_

5 ¿En promedio cual fue el tiempo de duración por mes de los ultimos cortes sufridos? ( ESPECIFICADO EN HORAS O FRACCION DE HORA)

Respuesta: \_\_\_\_\_

6 ¿Ha tenido problemas con los equipos o maquinaria de su empresa debido a variaciones de voltaje? ( DAÑOSA EQUIPOS)

- |       |                          |     |                             |
|-------|--------------------------|-----|-----------------------------|
| a) SI | <input type="checkbox"/> | AP7 | (CONTINUE EN LA PREGUNTA 7) |
| b) NO | <input type="checkbox"/> | AP8 | (CONTINUE EN LA PREGUNTA 8) |

7 ¿Señale el tipo de problemas que ha tenido en sus equipos?

- |    |                          |   |                    |
|----|--------------------------|---|--------------------|
| a) | <input type="checkbox"/> | Pérdida de la maquinaria por daño irreparable | ( NO HAY SOLUCION) |
| b) | <input type="checkbox"/> | Avería  | ( DAÑO REPARABLE)  |

8 ¿Ha realizado Ud. o su empresa algun reclamo o consulta a su empresa Distribuidora en los ultimos 6 meses? ( CUALQUIER RECLAMO)

- |       |                          |     |                             |
|-------|--------------------------|-----|-----------------------------|
| a) SI | <input type="checkbox"/> | AP9 | (CONTINUE EN LA PREGUNTA 9) |
| b) NO | <input type="checkbox"/> | Fin | ( FIN DE LA ENCUESTA)       |

9 ¿Sus reclamos o consultas fueron atendidos? ( ATENCION AL RECLAMO INDEPENDIENTE DEL TIEMPO)

- |       |                          |      |                              |
|-------|--------------------------|------|------------------------------|
| a) SI | <input type="checkbox"/> | AP10 | (CONTINUE EN LA PREGUNTA 10) |
| b) NO | <input type="checkbox"/> | Fin  | ( FIN DE LA ENCUESTA)        |

10 ¿Señale el tiempo de respuesta o atención a su reclamo? ( TIEMPO EN QUE SE ATENDIO SU RECLAMO)

- |    |                          |                |
|----|--------------------------|----------------|
| a) | <input type="checkbox"/> | 1 - 7 días     |
| b) | <input type="checkbox"/> | 7 - 15 días    |
| c) | <input type="checkbox"/> | 15 - 30 días   |
| d) | <input type="checkbox"/> | mas de 30 días |

Figura No.39- Formato de encuesta para la evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico-EEQSA.

Fuente: El autor

Para una asegurar que la información sea más precisa en función de lo que la encuesta busca obtener los datos deben ser llenados por el personal técnico que realiza la encuesta al abonado a fin de explicar cualquier duda y asegurar que la misma no sea llenada de manera errónea.

Para la determinación del tamaño de la empresa a encuestar se tomó en relación a lo que la Superintendencia de Compañías indica:

- Pequeña Industria: puede tener hasta 50 obreros
- Mediana Industria: alberga de 50 a 99 obreros, y el capital fijo no debe sobrepasar de 120 mil dólares.
- Grandes Empresas: son aquellas que tienen más de 100 trabajadores y 120 mil dólares en activos fijos

Con estos conceptos se procedió a realizar las encuestas basándose a los datos indicados.

El proceso de realizar la encuesta a cada uno de los abonados en el sector industrial fue una parte primordial que permite identificar claramente cada una de las molestias que el abonado percibe, no siempre y en la mayoría de las veces la información no fue proporcionada por el encargado debido al hermetismo que existe en algunas empresas cuando se solicita información por cualquier tema ya sea éste de índole técnico o comercial.

Sin embargo fue posible consultar a un número aproximado de 130 industrias entre las que se encuentran pequeñas, medianas y grandes empresas obteniendo un total de 100 encuestas efectivas que fueron analizadas de acuerdo a los parámetros ya planteados.

Estas encuestas realizadas tanto en la zona norte sector de Carcelén, El Inca, Calderón, Panamericana Norte, etc, entre otras y en la zona sur de la ciudad de Quito como son los sectores de: Panamericana Sur, Chimbacalle, de acuerdo a lo que especifica el Distrito Metropolitano de Quito<sup>82</sup>, reflejan las condiciones en las cuales se recibe el servicio eléctrico, en algunos de los casos las quejas y el descontento de los abonados encuestados son palpables al permitir conocer al personal el objetivo que persigue esta evaluación; de igual forma se percibe el nivel de aceptación que la gente tiene del servicio que recibe que en la mayoría de los casos no llega a ser excelente pero se denota un alto nivel de aceptación por parte del abonado.

#### **5.2.4 TABULACIÓN DE LOS RESULTADOS**

Una vez realizadas las encuestas se procede a la tabulación de las mismas con un precedente ya establecido en relación a lo que cada abonado había respondido a las preguntas efectuadas.

Así se logró obtener los resultados que a continuación se muestran en la página siguiente:

---

<sup>82</sup> Proyecto de Parques industriales de Quito y la Región.

### ENCUESTA DE SATISFACCIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Esta es una encuesta que nos ayudará a medir el nivel de satisfacción de la calidad del servicio eléctrico que Ud. recibe por parte de la Empresa eléctrica de Distribución E.E.Q.S.A., por favor ayúdeme con los siguientes datos:

Información de la empresa:

NOMBRE/EMP.	_____	NOMBRE/ENCUESTADO	_____	
ZONA	N <b>80</b> S <b>22</b>	CARGO / ENCUESTADO	_____	102
TAMAÑO/ EMP.	P <b>33</b> M <b>37</b> G <b>32</b>	FECHA	_____	102

1 ¿Me puede informar cual es el nivel de satisfaccion que Ud. Considera del servicio eléctrico que recibe?

a) Muy Satisfactorio	<b>25</b>	AP3	102
b) Satisfactorio	<b>61</b>	AP3	
c) Poco Satisfactorio	<b>11</b>	AP2	
d) Nada Satisfactorio	<b>5</b>	AP2	

2 ¿Opina así ?

a)	<b>5</b>	Problemas con la Calidad del Producto ( Mala calidad de voltaje en el servicio eléctrico)	16
b)	<b>8</b>	Problemas con el Servicio Técnico ( Cortes de energía )	
c)	<b>3</b>	Tiempo de Respuesta a sus reclamos o problemas	

3 ¿Ha sufrido su empresa cortes de energía en los ultimos 6 meses?

a) SI	<b>70</b>	AP4	102
b) NO	<b>32</b>	AP5	

4 ¿En promedio cuantos cortes de energía ha tenido por mes en los ultimos 6 meses?

de 1 - 3	<b>51</b>	de 9 - 12		
de 4 - 5	<b>12</b>	mas de 12		70
de 6 - 8	<b>7</b>			

5 ¿En promedio cual fue el tiempo de duración por mes de los ultimos cortes sufridos?

de 1 min - 1h	<b>40</b>	5 - 6h	<b>4</b>	9 - 10 h	
2 h - 4 h	<b>27</b>	7 - 8h	<b>1</b>		

6 ¿Ha tenido problemas con los equipos o maquinaria de su empresa debido a variaciones de voltaje?

a) SI	<b>35</b>	AP7	102
b) NO	<b>67</b>	AP8	

7 ¿Señale el tipo de problemas que ha tenido en sus equipos?

a)	<b>8</b>	Pérdida de la maquinaria por daño irreparable	35
b)	<b>27</b>	Avería	

8 ¿Ha realizado Ud. o su empresa algun reclamo o consulta a su empresa Distribuidora en los ultimos 6 meses?

a) SI	<b>17</b>	AP9	102
b) NO	<b>85</b>	Fin	

9 ¿Sus reclamos o consultas fueron atendidos?

a) SI	<b>17</b>	AP10
b) NO	<b>0</b>	Fin

10 ¿Señale el tiempo de respuesta o atención a su reclamo?

a)	<b>11</b>	1 - 7 días	17
b)	<b>4</b>	7 - 15 días	
c)	<b>2</b>	15 - 30 días	
d)	<b>0</b>	mas de 30 días	

**Figura No.40- Resultados de la encuesta de evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico-EEQSA.**

**Fuente:** El autor

En el formulario presentado en la figura No. 40 se puede observar resaltado en color amarillo el número de encuestados que respondieron a cada una de las opciones presentadas.

Así para la tabulación de las respuestas obtenidas se obtuvieron los siguientes resultados:



**Figura No.41- Porcentajes obtenidos por zona industrial norte y sur.**  
Fuente: El autor



**Figura No.42- Tipos de empresas evaluadas.**  
Fuente: El autor

De las empresas industriales encuestadas se puede encontrar que el 31,37% corresponde a las grandes empresas, el 36,27% corresponde a las medianas empresas y el 32,35% corresponde a las pequeñas empresas, de ello se verifica la distribución equitativa de empresas encuestadas a fin de encontrar datos más certeros.



Siendo así se muestran los resultados obtenidos para cada una de las preguntas realizadas en la encuesta.

- **Para la pregunta No. 1.**

¿Me puede informar cual es el nivel de satisfacción que Ud. Considera del servicio eléctrico que recibe?



**Figura No.43- Resultados Pregunta No.1 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.**  
**Fuente:** El autor

Como se observa el porcentaje más amplio que se puede encontrar es a nivel satisfactorio con el 59,80%, lo cual muestra el grado de satisfacción que a nivel de empresas industriales se percibe referente a la energía que recibe por parte de la empresa distribuidora.

De igual forma del 15,69 % de encuestados que respondieron entre “Poco satisfactorio” y “Nada Satisfactorio” se encontraron los siguientes porcentajes entre los principales motivos de su descontento referido en el pregunta No. 2.

- **Para la pregunta No. 2.**

¿Opina así?



**Figura No.44- Resultados Pregunta No.2 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.**  
Fuente: El autor

Referente a la pregunta No. 2 se muestran aquellos abonado que forman parte del 15,69% y opinan que los problemas se deben a fallas en la Calidad del Producto, Calidad del Servicio Técnico o Calidad del Servicio Comercial, verificando que según lo obtenido en las encuestas que los abonados perciben con mayor facilidad y desagrado los problemas debido a cortes de energía o Calidad de Servicio Técnico, correspondiente al 7,85% del porcentaje antes mencionado.

- **Para la pregunta No. 3.**

¿Ha sufrido su empresa cortes de energía en los últimos 6 meses?



**Figura No.45- Resultados Pregunta No.3 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.**  
Fuente: El autor

Como se puede observar en la figura No. 45 es muy notable que los problemas más comunes son debidos a cortes de energía aquellos que ocasionan un mayor problema a todos los abonados.

Del 68,63% de encuestados que respondió que sí ha sufrido cortes de energía en los últimos 6 meses se desprenden los resultados que se muestran en las preguntas 4 y 5 referente al número de cortes sufridos así como el tiempo que sufrió el corte de energía.

- **Para la pregunta No. 4.**

¿En promedio cuantos cortes de energía ha tenido en los últimos 6 meses?



**Figura No.46- Resultados Pregunta No.4 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.**  
Fuente: El autor

De lo observado en los resultados de la pregunta No. 4 se nota que el rango más alto ha sufrido por cortes de energía entre 1 a 3 en los últimos 6 meses.

- **Para la pregunta No. 5.**

¿En promedio cual fue el tiempo de duración por mes de los últimos cortes sufridos?



**Figura No.47- Resultados Pregunta No.5 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.**  
Fuente: El autor

De igual forma se observa que el tiempo más alto que ha sufrido cortes en la mayoría de abonados encuestados es entre 1 minuto a 1 hora, expuesto así por el 39,22% de los encuestados.

- **Para la pregunta No. 6.**

¿Ha tenido problemas con los equipos o maquinaria de su empresa debido a variaciones de voltaje?



**Figura No.48- Resultados Pregunta No.6 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.**  
Fuente: El autor

En la figura No. 48 de los resultados obtenidos se puede observar que al menos el 34,31% de abonados ha tenido problemas con sus equipos debido a variaciones de

voltaje lo cual se atribuye a la Calidad del Producto que se entrega por el distribuidor.

Del 34,31 % que respondió que si había tenido problemas en sus equipos debido a variaciones de voltaje obtuvo el siguiente resultado en la siguiente pregunta:

- **Para la pregunta No. 7.**

¿Señale el tipo de problemas que ha tenido en sus equipos?



**Figura No.49- Resultados Pregunta No.7 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.**

**Fuente:** El autor

Del porcentaje obtenido en la encuesta anterior que sufrió daño en sus equipos por variaciones de voltaje el 26,47% sufrió averías que fueron solventados con reparaciones hechas por los abonados mientras que el 7,84% tuvo que dar de baja sus equipos debido a estos problemas.

- **Para la pregunta No. 8.**

¿Ha realizado Ud. o su empresa algún reclamo o consulta a su empresa Distribuidora en los últimos 6 meses?



**Figura No.50- Resultados Pregunta No.8 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.**  
Fuente: El autor

Uno de los resultados que más llama la atención es la falta de interés por solicitar o realizar un reclamo a la empresa Distribuidora por un daño ocurrido o fallas en el sistema eléctrico que recibe. Así se puede encontrar en la figura No. 50 que el 83,33% no ha realizado reclamo alguno aun cuando el 34,31% ha tenido una afectación directa a sus equipos.

Del 16,67% de encuestados que ha realizado algún tipo de reclamo por el servicio que recibe en la pregunta No.9 se observan los resultados obtenidos acerca de si sus reclamos fueron atendidos.

- **Para la pregunta No. 9.**

¿Sus reclamos o consultas fueron atendidos?



**Figura No.51- Resultados Pregunta No.9 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.**  
Fuente: El autor

Como se lo puede observar en las figuras No. 51 y 52 todos los reclamos efectuados por los encuestados fueron atendidos y en su mayoría en un plazo no mayor a 7 días.

- **Para la pregunta No. 10.**

En la siguiente pregunta se pueden observar los resultados de la pregunta planteada:  
¿Señale el tiempo de respuesta o atención a su reclamo?



**Figura No.52- Resultados Pregunta No.10 Encuesta de Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico- EEQSA.**  
**Fuente:** El autor

### **5.3 NIVELES DE SATISFACCIÓN DE SUMINISTRO Y COMPENSACIÓN PARA ABONADOS.**

Como se pudo observar en capítulo 3 se detalló la forma de cálculo para obtener las compensaciones que deberían otorgarse para este caso al abonado industrial con un valor aproximado de USD 4,10.

Acorde a la Resolución 025/11 emitida por el CONELEC esta entidad establece mediante un estudio para poder obtener el Costo de la Energía No Suministrada (CENS) los valores descritos en la Tabla No 54.

<b>Tipo de Consumidor</b>	<b>CENS USD/KWh) (ctv.</b>
Residencial	64.6
Comercial	179.1
Industrial	400.3
Otros	150.7

**Tabla No.54.- Valores de CENS según Resolución 025/11**

**Fuente:** Resolución No. CONELEC 025/11

Como se puede apreciar el valor que se obtuvo es similar al que presenta en la Resolución 025/11 emitida por el CONELEC.

Conforme a lo indicado se verifica que los valores por compensación emitidos por la entidad Reguladora aún se encuentran en vigencia para ser utilizados como pago por falta del servicio al abonado afectado en las interrupciones que este sufra.

#### **5.4 ANÁLISIS DE COSTOS Y DEVOLUCIÓN.**

Con los valores obtenidos por compensación para el abonado se puede realizar un análisis económico de acuerdo al costo que representaría cubrir esos gastos en función de la energía que no fue suministrada para los años 2009 y 2010 por la Empresa Eléctrica Quito S.A. Siendo así en la tabla No. 55 se pueden apreciar los valores mensuales y anuales por dicha compensación.



	ENS		MILLONES	
	(Gwh)		CENS ( 4.191 US\$/Kwh)	
MES	2009	2010	2009	2010
	ENS (Gwh)	ENS (Gwh)	US\$	US\$
Enero	0	0	0,00	0,00
Febrero	0	0	0,00	0,00
Marzo	0	0	0,00	0,00
Abril	0	0	0,00	0,00
Mayo	126,30	133,64	0,53	0,56
Junio	121,67	410,52	0,51	1,72
Julio	167,38	1871,42	0,70	7,84
Agosto	244,22	1849,86	1,02	7,75
Septiembre	261,19	2433,88	1,09	10,20
Octubre	414,20	2161,75	1,74	9,06
Noviembre	472,09	3527,67	1,98	14,78
Diciembre	422,71	6204,73	1,77	26,00
<b>TOTAL</b>	<b>2229,77</b>	<b>18593,47</b>	<b>9,34</b>	<b>77,93</b>

**Tabla No.55.- Valores de CENS mensuales y anuales para la EEQSA**

**Fuente:** El Autor

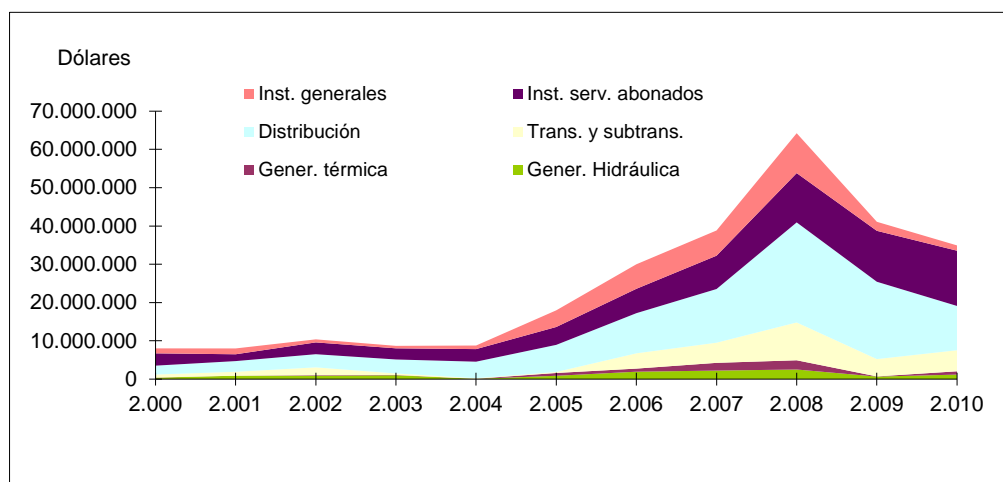
Con estos valores se puede determinar en función de los ingresos e inversiones que la Empresa Eléctrica Quito S.A. ha realizado, a fin de mejorar la infraestructura para mejorar la Calidad del Servicio Eléctrico que entrega, que los costos que se debería compensar al abonado por Energía No Suministrada para los años 2009 alcanza un valor de 9,34 millones de dólares y para el año 2010 de 77,93 millones de dólares los cuales representarían parte de la inversión realizada. Lo cual se ve reflejado en las inversiones para los mismos años como se lo puede verificar en la tabla No. 56.

EEQSA	MILLONES DE DÓLARES	
	2009	2010
INGRESOS FACTURADOS	241,1	247,0
INVERSIÓN	12	20
CENS	9,34	77,93

**Tabla No.56.- Análisis de costos para la EEQSA**

**Fuente:** El Autor

En la figura No. 53 se puede apreciar que a partir de los cinco últimos años la Empresa Eléctrica Quito S.A. ha realizado grandes inversiones que han permitido mejorar el sistema eléctrico de distribución así como el servicio que se ofrece.



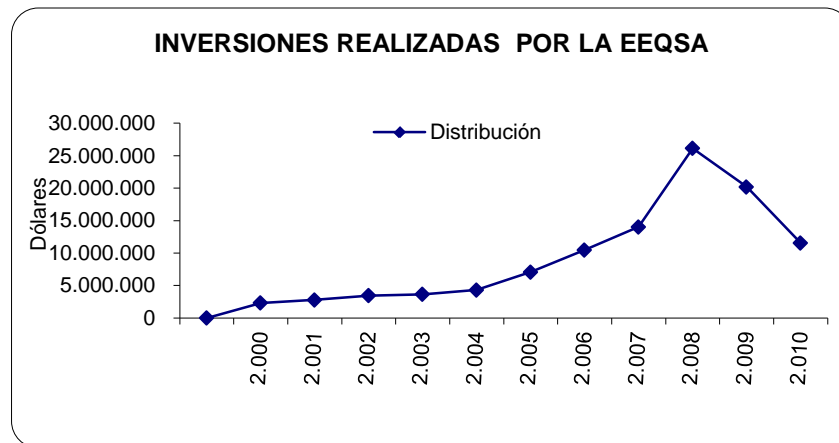
**Figura No.53- Inversiones realizadas para el mejoramiento de la Calidad- EEQSA.**

**Fuente:** Departamento de estadísticas de la EEQSA.

En base a ello se pueden plantear dos formas o métodos de devolución del Costo por Energía No Suministrada como son:

- Por facturación, a través de planillas
- En inversiones, a fin de entregar un nivel de calidad mucho mayor al establecido por los límites dentro de la Regulación.

Cualquiera de estas dos formas de devolución económica podría verse viable previo un estudio más detallado que permita satisfacer la necesidad de compensación de los abonados, sin embargo de los valores obtenidos: 9,34 millones de dólares para el año 2009 y de 77,93 millones de dólares para el año 2010 se plantea emplear la devolución como aporte a la empresa Distribuidora cuando los valores superen los 25 millones de dólares como la máxima inversión realizada en los últimos 10 años de acuerdo a la figura siguiente:



**Figura No.54- Inversiones en Distribución - EEQSA.**  
**Fuente:** Departamento de estadísticas de la EEQSA.

Bajo este nuevo enfoque se plantea realizar la devolución para el año 2010 de 77,93 millones de dólares basados en una inversión a 5 años de acuerdo al siguiente análisis:

Año	Flujo Caja
0	-\$ 77,93
1	\$ 10,17
2	\$ 23,30
3	\$ 39,60
4	\$ 3,40
5	\$ 14,00

**Tabla No.57.- Flujo de Caja EEQSA.**  
**Fuente:** Datos EEQSA

Dos parámetros muy usados a la hora de calcular la viabilidad de un proyecto son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Ambos conceptos se basan en lo mismo, y es la estimación de los flujos de caja que tenga la empresa.

$$VAN = -I + \frac{R[1 - (1 + i)^{-n}]}{i}$$

$R$  : representa el flujo de caja constante.

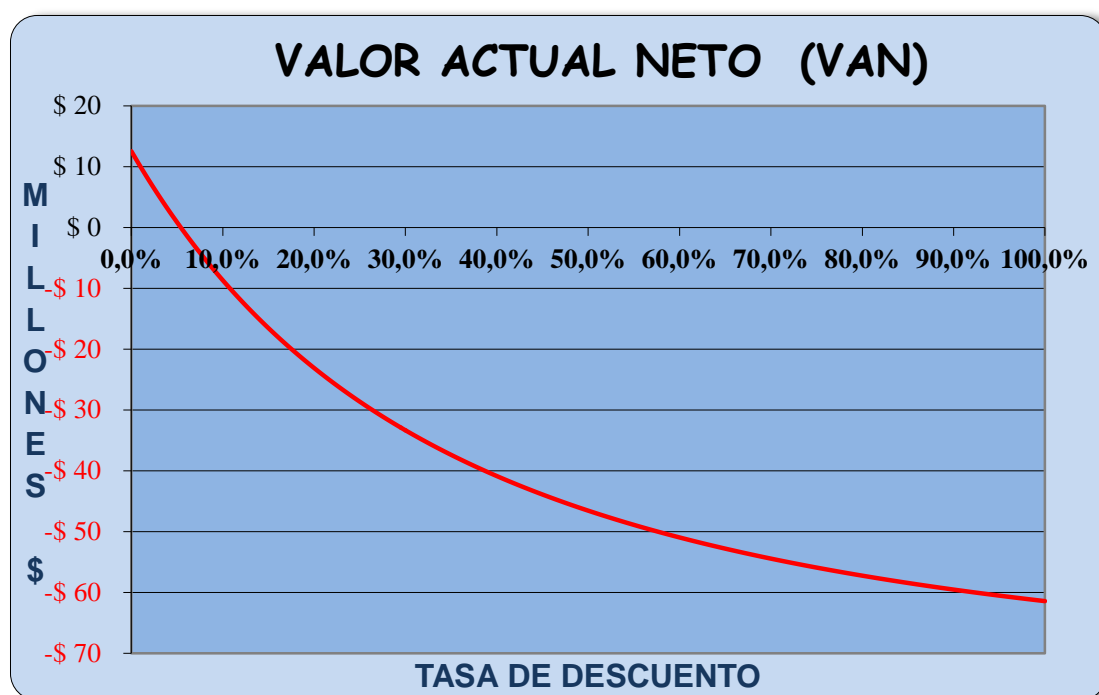
$i$  : representa el coste de oportunidad o rentabilidad mínima que se está exigiendo al proyecto.

$n$  : es el numero de periodos.

$I$  : es la Inversión inicial necesaria para llevar a cabo el proyecto.

Para encontrar la Tasa Interna de Retorno TIR, se utiliza la formula del VAN con la diferencia que se la iguala a 0, para ello se utilizó la herramienta de excel a fin de poder determinar estos valores.

TIR	5,41%	efectivo anual
-----	-------	----------------



**Figura No.55- Evaluación VAN – TIR para la inversión en mejora de la Calidad.**  
Fuente: El Autor.

Como se puede observar en la figura No. 55 la tasa de descuento efectiva o tasa interna de retorno (TIR) es aquella que hace que el VAN sea igual a cero haciendo que la inversión del proyecto sea viable tanto para la distribuidora como para el abonado al mejorar la calidad del servicio eléctrico que recibe a un nivel más alto del exigido por la Regulación, garantizando así una mayor vida útil de todos sus equipos eléctricos y electrónicos.

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.-**

#### **6.1 CONCLUSIONES.-**

- **De lo referente a la Regulación No. CONELEC 004/01 y otras normas.**

Como se ha podido observar uno de los puntos más importantes referente a la Regulación No. CONELEC 004/01 es tomar en cuenta que la misma se encuentra vigente desde el año 2001 y recién a partir del año 2008 se comienza a realizar un estudio de la información que era emitida por la mayoría de Distribuidoras referente a lo que la Regulación 004/01 solicitaba en cada uno de sus aspectos: Calidad de Producto, Calidad de Servicio Técnico y Calidad de Servicio Comercial. Con este antecedente se pudo encontrar que la mayoría de la información que era entregada por el Distribuidor era errónea en uno u otro aspecto esto debido a que cada empresa distribuidora asumió de distinta forma la manera de calcular los índices a fin de obtener los valores solicitados en base a lo que la Regulación establecía.

Con este antecedente a partir del año 2008 con el estudio realizado por el CONELEC se empieza a trabajar con una base más sólida con conceptos uniformes a nivel de todos los distribuidores de energía diferenciándose hasta ese año las distribuidoras de Quito, Azogues, Riobamba, Norte y Centro Sur como las que mejores índices presentaban garantizando una mejor calidad en el servicio eléctrico que entregaban.

Siendo así hasta el año 2010 aún no se ha cumplido en su totalidad con la información solicitada atribuyendo todo esto a la infraestructura que posee cada una de las distintas distribuidoras que prestan el servicio en todo el país.

Sin embargo aun se sigue estableciendo lineamientos de inversión a fin de permitir que el nivel de Calidad que la Regulación solicita sea cumplido a cabalidad.

De lo observado en el estudio realizado referente a la Calidad del Servicio Técnico que conlleve a generar un análisis profundo de los sistemas de distribución, se puede notar que existen varios aspectos que son llevados a cabo para poder brindar un buen servicio al abonado, sin embargo en nuestro país se ha utilizado como norma o regla la utilización del Tiempo Total de Interrupción por KVA (TTIK) y la Frecuencia Media de Interrupción por KVA (FMIK), lo cual controla tanto el tiempo así como la frecuencia con que se generan las interrupciones de energía por KVA instalado en la red de distribución centrándose en su mayoría a nivel de alimentadores primarios, ya que para medirlo a nivel de abonados se ha convertido en un tema muy complicado que demanda una mayor inversión tanto en equipo técnico para su control y monitoreo; por este motivo se debería dar un impulso en la automatización de la mayoría de equipos y sistemas de distribución ya que estos serán los únicos elementos que permitan realizar reconexiones en un menor tiempo de interrupción garantizando un nivel alto de confiabilidad.

En si de lo que se ha podido analizar es verificable que los procesos manuales que buscan conseguir el cumplimiento de los parámetros mínimos que la Regulación establece no han sido óptimos en su aplicación y por ende demanda la automatización a fin de obtener procesos más efectivos.

Uno de los más grandes paradigmas que ha tenido que superar la Regulación No. CONELEC 004/01 es la Calidad en Producto y Servicio Comercial, en los últimos años se ha considerado como un buen servicio únicamente a la continuidad del suministro eléctrico, esto debido a que los equipos eléctricos y electrónicos no generaban mayor inconveniente con cierto nivel o variación en la energía eléctrica que se otorgaba; sin embargo en la actualidad se puede observar que este concepto es demasiado relativo debido a que hoy en día la electrónica de los equipos tiende a ser más sensible a una variación o alteración de la onda de voltaje esto ocasiona en la

actualidad que un problema conlleve a otro ya que al sufrir el abonado un inconveniente con su equipo debido a la mala calidad de la energía que recibe éste se ve obligado a realizar el reclamo respectivo lo cual en la mayoría de los casos no era asumido con la responsabilidad del caso concluyendo en que la persona o entidad afectada era la que terminaba pagando los daños en sus propios equipos.

En los últimos años y con preocupación que la entidad reguladora le ha dado a lo establecido en la Regulación No. CONELEC 004/01 se ha mejorado considerablemente estos inconvenientes sobre todo si se analiza referente a la Calidad del Producto; sin embargo aún persiste en memoria del abonado aquella cicatriz que causó un mal servicio en épocas anteriores ocasionando que en los casos que aun persistan fallas en la red de distribución o demandas de atención eléctrica, éstas no son realizadas por los abonados temiendo volver a tener que pasar pérdidas de tiempo en la solución a sus problemas.

Si se analiza en función de la normativa de otros países es claro notar que existe una gama amplia de índices que conllevan a un control más minucioso de la Calidad del Servicio eléctrico que se le ofrece al abonado, tal como los maneja la Regulación Española a través del Real Decreto 1995/2000; esto tomando en cuenta el nivel socio-económico de ese país en relación al nuestro, de lo cual en cada caso se visualiza una perspectiva de mejora en relación a la situación económica actual.

Otro punto fundamental que se puede notar y que no ha sido considerado es aquel de tener una responsabilidad compartida, esto debido a que según lo observado se atribuye toda la responsabilidad de la calidad en la energía al Distribuidor cuando también se ha detectado casos en los cuales el abonado ha sido el causante de integrar armónicos que sobrepasa el 10% permitido por la norma a la red de distribución o principal responsable de mantener factor de potencia menor a 0,92 de acuerdo a los límites establecidos; ya que como es conocido el actual incremento de equipos que demanda una empresa industrial incrementa de igual manera el contenido armónico que éste produce debido a sus elementos electrónicos así como

también la alta carga inductiva que producen los motores en las fabricas son los principales causantes del bajo factor de potencia que en muchos de los casos registran las planillas de pago por el servicio eléctrico.

Si se analiza en algunos casos adquirir un equipo para librar de armónicos que afecten la red eléctrica o mejorar el bajo factor de potencia que se mantiene, no siempre resulta económicamente atractivo en función de las multas que se paga por la falta cometida y aunque esto también deriva penalizaciones y no excusa al Distribuidor de su responsabilidad, se debería reformular la Regulación No. CONELEC 004/01 a fin de permitir mas equidad entre distribuidor y abonado el momento de establecer sanciones para que se dé el nivel adecuado de responsabilidad a cada uno.

De los resultados obtenidos se puede concluir que los valores presentados por el CONELEC a través de la Resolución No. 025/ 01 son vigentes mismos que deberían ser considerados ya para su aplicación una vez sean unificados todos los parámetros de infraestructura técnica a nivel de distribuidoras que al momento no permiten unificar la calidad del servicio que entregan a todos sus abonados en el país.

- **De lo referente a los parámetros de Calidad de Servicio Eléctrico que analiza la EEQSA.**

Dentro de los índices analizados para la Empresa Eléctrica Quito S.A. se ha podido verificar que se ha fortalecido la parte técnica en base al personal que labora para tratar de brindar un buen nivel de calidad de energía al abonado ya sea este en su forma de onda o confiabilidad que presenta el sistema, sin embargo a nivel de calidad del servicio comercial aun existen procesos que deben ser mejorados para llegar a los niveles solicitados por la Regulación.



Al analizar los problemas en función del nivel de Calidad del Producto que se debe manejar para los distintos abonados en la ciudad de Quito; se ha podido encontrar que la EEQSA. Analiza los requerimientos que solicita la Regulación No. CONELEC 004/01 en función de los equipos registradores disponibles para este efecto, considerando que los mismos equipos son utilizados para la atención a quejas por parte del abonado que requiere un análisis de la energía que se le entrega, esto en algunos casos puede ser motivo de que las mediciones de muestreo que se realice con el mismo equipo ocasione un acarreo de errores por descalibración al ser transportado continuamente a distintos puntos de medición por análisis diferentes a ser considerados o en su defecto no se analice la calidad de energía en los puntos solicitados de acuerdo a lo que la Regulación solicita por atender los requerimientos antes señalados.

Un punto importante para analizar es por qué la Regulación No. CONELEC 004/01 no contempla variaciones de frecuencia dentro de los índices que se exigen, y la respuesta es muy sencilla esto se debe a que la Regulación maneja índices específicos a la distribución de energía más la regulación de la frecuencia se establece desde el punto de generación lo cual conlleva a nivel de Generadores controlar que los parámetros de frecuencia se encuentren dentro de los rangos establecidos.

Referente a las interrupciones es claramente visible y de lo reflejado en las tablas No. 8, 9, 10 se ha notado que la mayoría de interrupciones son de tipo internas ya sean estas programadas o no programadas; aunque también existen interrupciones de tipo externas atribuibles al generador, transmisor u otro agente involucrado en el Sistema Nacional Interconectado; las cuales ocurren en un nivel más bajo de afectación.

También se ha podido verificar que la EEQSA. al realizar cambios o modificaciones que conlleven al mejoramiento de la red eléctrica de distribución posee un gran número de interrupciones ya sean éstos por mantenimientos de subestaciones, instalación y pruebas de nuevos sistemas, u otros cambios en la red de distribución

los cuales aún cuando son parte de una mejora del sistema de distribución ocasionan molestias a los abonados para lo cual se debería considerar el incrementar la confiabilidad de la red de distribución con la creación de una red tipo anillo que permite solventar los problemas ocurridos por interrupciones en cualquier punto del sistema con la finalidad de evitar las pérdidas económicas que sufre el abonado a causa de estas particularidades.

Dentro de la mayoría de conclusiones que se pueden acotar, una de las más notables verificada en el momento de realizar las encuestas es el desconocimiento sobre la calidad del servicio en la atención al cliente que posee el distribuidor para efectuar un reclamo en caso de una avería parcial o total de un artefacto debido a fallas en la red eléctrica, ya que existe muy poco interés del distribuidor por llegar más al abonado así como de éste por reclamar el derecho a la buena y oportuna atención que merece.

También se debe considerar que el proceso realizado a través de la Regulación No. CONELEC 004/01 ha llevado a mejorar inicialmente en el control que se debe ejercer para mantener una red de Distribución que garantice un alto nivel en la entrega de energía que recibe el abonado. De igual manera considerar que el servicio se extiende a la atención de reclamos y dejar un buen precedente para continuar con el proceso de mejora, sin embargo en algunos casos aun se va haciendo útil y realmente necesario la aplicación de multas que realmente garantice el compromiso de calidad adquirido.

Referente a las formas de devolución de los costos por la Energía No Suministrada se ha realizado una forma de devolución a través de inversiones en mejora de la calidad la cual ha sido realizada bajo un enfoque económico global, mas este estudio económico debería ser más minucioso a fin de analizar todos los beneficios que se le pueda entregar al abonado y que al mismo tiempo represente una ganancia para la empresa.

Lastimosamente como se ha visto en la mayoría de los casos explicados en este estudio en algunos países como Chile, Colombia, Argentina entre otros ha sido necesaria la aplicación de multas bastante altas con la finalidad de conseguir que los estándares de calidad exigidos sean los que las Distribuidoras entreguen a sus abonados.

Del estudio realizado se puede concluir indicando que el nivel de la Calidad del servicio eléctrico entregado por la Empresa Eléctrica Quito S. A. presenta dos aspectos a ser considerados como son el técnico y el comercial, siendo así el aspecto técnico muestra una buena acogida por parte de sus abonados mientras que en el comercial aun se mantiene el mismo paradigma en la gente de un servicio público de mala calidad aunque este haya cambiado considerablemente para brindar una mejor atención.

## **6.2 RECOMENDACIONES.-**

La difusión a través de los medios de comunicación seria de mucha ayuda a fin de que los abonados se interesen por conocer las mejoras que se están realizando por las empresas distribuidoras para incrementar la calidad del servicio eléctrico que reciben. Esto ayudaría a mejorar la imagen que el abonado tiene del distribuidor en la actualidad.

También se debería dar un empuje al cumplimiento de la Regulación No. CONELEC 004/001 a fin de unificar la infraestructura de todas las empresas distribuidoras que permita empezar nuevamente desde una base solida y clara para la aplicación de multas y compensaciones por parte del CONELEC; esto garantizará que los niveles de calidad en todo el país sean unificados y de calidad elevada.

Con la finalidad de poder obtener un mejoramiento en la calidad de energía eléctrica se debe tener siempre una planificación, flexibilidad y confiabilidad de los diversos aspectos que intervienen en los sistemas de distribución ya que es importante tener una retroalimentación entre ellos para obtener una mejora continua.

De igual forma la capacitación técnica del personal que trabaja en las empresas distribuidoras es muy importante, no serviría de nada cambiar toda la infraestructura de la red de distribución con tecnología de punta si no existe personal preparado que pueda manejarlo ya que ese ha sido uno de los motivos indirectos para que en tanto tiempo no se haya manejado los índices de Calidad del Servicio Eléctrico de manera adecuada.

Se deben considerar empresas distribuidoras como base en relación a los más altos índices de calidad alcanzados por cada una de ellas a fin de ejemplarizar aquellas que mantengan índices promedio, esto una vez sea ejecutado un plan de mejora en la infraestructura para comparar dentro de las mismas condiciones.

Aunque los niveles de calidad alcanzados se mantengan dentro de niveles aceptables no se debería trabajar simplemente para satisfacer un índice sino llegar más allá mejorando puntos o fortaleciendo falencias que se puedan detectar en el sistema.

La instalación de equipos analizadores fijos para el monitoreo de la calidad de la onda de voltaje permitirán un control más minucioso y específico así como también fortalecerán la atención que se le brinde a los reclamos que demandan los abonados por este tipo de problemas y que en la actualidad están siendo analizados con los mismos equipos .

Los estudios económicos realizados deberían enfocarse no solo a devoluciones directas, sino también deberían aportar a la mejora de los sistemas o instalaciones

que permitan entregarle al abonado un servicio eléctrico que garantice la constante operación de sus equipos así como la confiabilidad de no depender de sistemas de operación emergentes y en la mayoría de los casos costosos. Este tipo de devolución no debería buscar obtener una ganancia alta para la empresa distribuidora sino el beneficio que el abonado deba recibir por compensación a la energía que en algún momento no le fue suministrada afectando así su economía.

Debería analizarse de igual forma que las compensaciones, sistemas de incentivos como estudios a base de premios sobre la investigación que permita mejoras en los sistemas de distribución dirigido a profesionales, estudiantes y cualquier persona que se encuentre involucrado en el sector eléctrico de potencia y que puedan servir de aporte al mejoramiento de los objetivos planteados para esta nación.

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

**Generación.-** Comprende los sistemas y centrales que producen la energía eléctrica por los distintos métodos de generación ya sean estos térmicos, hidroeléctricos o de energías renovables.

**Transmisión.-** Comprende el traslado de la energía eléctrica generada en las centrales hasta las subestaciones de transformación.

**Distribución.-** Comprende la transformación de la energía recibida a fin de bajar el nivel de voltaje a condiciones de uso para los clientes ya sean estos en medio voltaje o bajo voltaje.

**Abonado.-** Se le califica como abonado al cliente que recibirá el servicio eléctrico ya sea en medio voltaje (MV) o bajo voltaje (BV).

**Interrupción:** Es el corte parcial o total del suministro de electricidad a los abonados del área de concesión del Distribuidor.

**Demanda.-** Potencia requerida por el consumidor en un instante dado (KW).

**Perturbación rápida de voltaje (flicker):** Es aquel fenómeno en el cual el voltaje cambia en una amplitud moderada, generalmente menos del 10% del voltaje nominal, pero que pueden repetirse varias veces por segundo. Este fenómeno conocido como efecto “Flicker” (parpadeo) causa una fluctuación en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano.

**Frecuencia de las interrupciones:** Es el número de veces, en un periodo determinado, que se interrumpe el suministro a un Consumidor.

**Factor de potencia:** Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente.

**ENS.-** Energía No Suministrada, es aquella energía que se deja de suministrar al abonado a causa de factores internos como externos.

**Calidad Del Producto.-** Forma de medir la calidad de un sistema eléctrico a través de las características de la forma de onda de voltaje.

**Niveles de voltaje.-** Se refiere a los niveles de alto voltaje (AV), medio voltaje (MV) y bajo voltaje (BV) definidos en el Reglamento de Suministro del Servicio.

**Voltaje nominal (Vn).-** Es el valor del voltaje utilizado para identificar el voltaje de referencia de una red eléctrica.

**Voltaje Eficaz.-** La corriente alterna y los voltajes (cuando son alternos) se expresan de forma común por su valor efectivo o RMS (Root Mean Square – Raíz Media Cuadrática), cuando se dice que en los hogares se tienen 120 voltios o 220 voltios, éstos son **valores RMS** o eficaces.

**Alto Voltaje.-** Voltaje que según los estándares de ANSI/IEEE es de mayores a 500KV voltios.

**Bajo Voltaje.-** Voltaje que según los estándares de ANSI/IEEE es de 1.000 voltios o inferior; los circuitos que operan con este tipo de voltaje no requieren una red de protección.

**Medio Voltaje.-** Voltaje que según los estándares de ANSI/IEEE es de 1.000 voltios o superiores hasta 500 KV

**Armónicas:** Son ondas sinusoidales de frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de 60 Hz.

**Distorsión Armónica.-** En sistemas eléctricos de corriente alterna los armónicos son, igual que en acústica, frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental de trabajo del sistema y cuya amplitud va decreciendo conforme aumenta el múltiplo. En el caso de sistemas alimentados por la red de 50 Hz, pueden aparecer armónicos de 100, 150, 200, etc... Hz.

Cuando se habla de los armónicos en las instalaciones de energía, son los armónicos de corriente los más preocupantes, puesto que son corrientes que generan efectos negativos. Es corriente trabajar únicamente con valores correspondientes a la distorsión armónica total (THD).

**Potencia Aparente.-** Es la que resulta de considerar la tensión aplicada al consumo y la corriente que éste demanda, esta potencia es lo que limita la utilización de transformadores, líneas de alimentación y demás elementos componentes de los circuitos eléctricos.

**Potencia Real.-** La potencia real es aquella que efectivamente se consume por los dispositivos conectados a la energía eléctrica.

**Grandes Consumidores.-** Son aquellos que demandan una gran potencia eléctrica para poder realizar un trabajo.

**MEM.-** Mercado Eléctrico Mayorista es el lugar donde se realiza las transacciones de la energía eléctrica producida en la etapa de generación para ser transportada posteriormente y distribuida a los abonados finalmente.

**Agentes.-** Son aquellos que están vinculados dentro del sector eléctrico es decir el generador, transmisor, distribuidor y abonado.

**CENACE.-** Es una corporación Civil privada, sin fines de lucro y tiene como miembros a todas las empresas de transmisión, generación y distribución de energía. Su función es coordinar la operación del Sistema Nacional Interconectado (SIN) y la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) del Ecuador.

**Mantenimiento.-** Conservación de un bien u otro objeto en buen estado o en una situación óptima para evitar su degradación.

**Perdidas Negras.-** Son las pérdidas de energía no facturada a causa de conexiones indebidas y no autorizadas por la empresa eléctrica.

**Mantenibilidad.-** La facilidad con la que un sistema o componente software puede ser modificado para corregir fallos, mejorar su funcionamiento u otros atributos o adaptarse a cambios en el entorno

**Algoritmos.-** Es un conjunto de operaciones ordenadas de modo tal en que puedan resolver un problema.

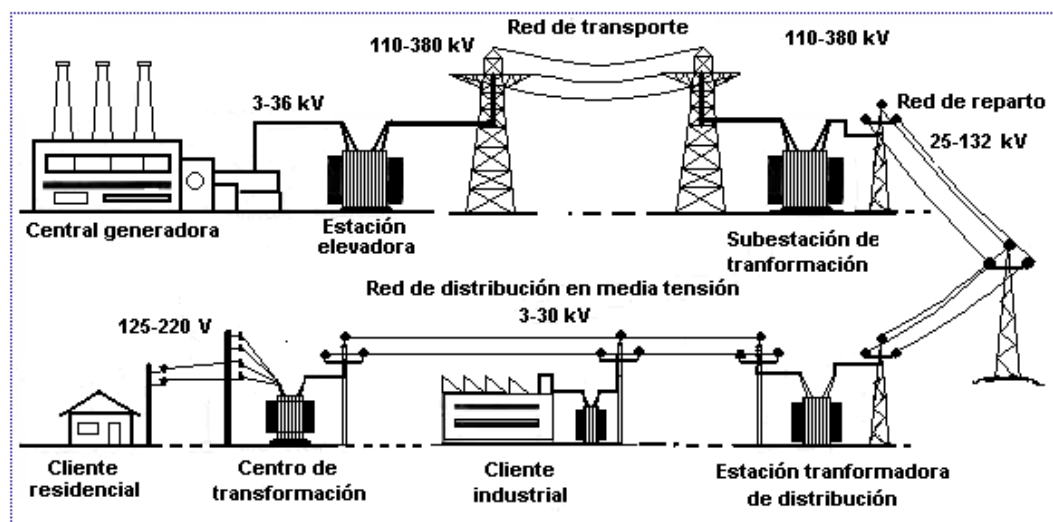
**Frecuencia.-** Número de veces que se repite un suceso determinado en un intervalo de tiempo o en una muestra de una población



**Energía.-** Capacidad que tiene un cuerpo o un sistema para realizar un trabajo o producir un cambio o una transformación

**Microcontrolador.-** Un microcontrolador es un circuito integrado de alta escala de integración que incorpora la mayor parte de los elementos que configuran un controlador

**Suministro Eléctrico.-** Se denomina suministro eléctrico al conjunto de etapas que son necesarias para que la energía eléctrica llegue al consumidor final. Como la energía eléctrica es difícil de almacenar, este sistema tiene la particularidad de generar y distribuir la energía conforme ésta es consumida. Por otra parte, debido a la importancia de la energía eléctrica, el suministro es vital para el desarrollo de los países y de interés para los gobiernos nacionales, por lo que estos cuentan con instituciones especializadas en el seguimiento de las tres etapas fundamentales: generación, transmisión y distribución.



*Diagrama esquematizado del sistema de suministro eléctrico*

**Potencia Instalada.-** Potencia máxima capaz de suministrar una instalación a los equipos y aparatos conectados a ella, ya sea en el diseño de la instalación o en su ejecución, respectivamente.

**Fluctuación.-** Variación en la intensidad o cualidad de algo.

**CENS.-** Costo De la Energía Eléctrica No Suministrada, es aquel costo que se produce por efecto de una interrupción en el suministro eléctrico.

**Resolución.-** Decisión que se toma después de considerar todos los factores de un problema o de una duda

**PIB.-** PIB es la sigla de Producto Interno Bruto o Producto Interior Bruto, un concepto conocido en algunos países como PBI (Producto Bruto Interno). Se trata de la producción total de bienes y servicios de un país durante un periodo de tiempo, expresada en un valor monetario.

## **BIBLIOGRAFÍA**

- Nueva constitución de la República del Ecuador
- REGULACIÓN No. CONELEC 004/01
- REGULACIÓN No. CONELEC 003/08
- Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE)
- REGULACIÓN No. CONELEC 009/00
- Codificación del Reglamento de Tarifas Eléctricas
- Ley para la Transformación Económica del Ecuador
- Norma IEC 61000-1-1
- IEC 61000-4-30
- Norma IEEE 1159
- UNE-EN 50160
- IEEE NORMA 61698-1; Integración de aplicaciones en empresas eléctricas, Sistema de interfaces para la gestión de la distribución.
- IEC 61000 4-30, Compatibilidad Electro Magnética, pruebas técnicas de medición
- Guía de Calidad de Energía , Leonardo Power Quality Initiative
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio del Gobierno de España, [www.mityc.es/energia/electricidad/CalidadServicio](http://www.mityc.es/energia/electricidad/CalidadServicio).
- Maquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia, Theodore Wildi, sexta edición
- Manual de Calidad de Juran, 5ta edición, Joseph M. Juran, A. Blanton Godfrey

- REAL DECRETO 1955/2000 del 1 de diciembre, España
- Rivier Abbad , Calidad del Servicio , Regulación y Optimización de Inversiones, Tesis Doctoral Madrid 1999
- Seminario de Calidad de Suministro Eléctrico, MEGACAL INSTRUMENTS IBÉRICA, Víctor Sánchez Calvo, Madrid
- Análisis de pérdidas de la Cámara de Comercio de Quito
- Seminario Smart Grid IEEE – UPS 2011
- KARIUKI, K. (1991) Assessment of Customer Outage Cost Due to Electric Service Interruptions. Department of Electrical Engineering & Electronics
- Evaluación del Costo beneficio de energía eléctrica no servida en el sistema eléctrico ecuatoriano, María Verónica Flores Soria, 2008
- <http://www.hoy.com.ec/noticias-ecuador/energia-electrica-mas-cara-479495.html>
- [http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria electronica y electronica/normas electricas.](http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria_electronica_y_electronica/normas_electricas)
- <http://www.eeq.com.ec/laEmpresa/historia>
- <http://www.conelec.gov.ec/>
- <http://enciclopedia.us.es/index.php/Perturbaci%C3%B3n>

## **ANEXOS**

**ANEXO A - ANÁLISIS DE LOS ÍNDICES EEQ – CP.**

**ANEXO B - ANÁLISIS DE LOS ÍNDICES EEQ-CSC.**

**ANEXO C - ANÁLISIS DE LOS ÍNDICES EEQ-CST.**

**ANEXO D - FORMATO ENCUESTA SATISFACCIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO.**

**ANEXO E - GESTIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.**

**ANEXO F – PROCEDIMIENTO PARA EL CONTROL DE CALIDAD DEL PRODUCTO Y PÉRDIDAS TÉCNICAS.**

**ANEXO G – ENCUESTAS REALIZADAS AL SECTOR INDUSTRIAL PARA DETERMINAR EL CENS.**

**ANEXO H – ENCUESTAS REALIZADAS AL SECTOR INDUSTRIAL PARA DETERMINAR EL SATISFACCIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO.**

**ANEXO I– MAPA GEOGRÁFICO DE LAS ZONAS ENCUESTADAS.**